

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16 апреля 2012 г.

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)»

Проектная документация

Раздел 1 Пояснительная записка

Часть 2 Обустройство месторождения

19z2015-PD-PZ2

Том 1.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Общество с ограниченной ответственностью
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г.Перми

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16 апреля 2012 г.

**«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты
№№ 104, 111)»**

Проектная документация

Раздел 1 Пояснительная записка

Часть 2 Обустройство месторождения

19z2015-PD-PZ2

Том 1.2

Заместитель директора филиала по
проектированию

А.А.Югов

Главный инженер проекта

К.Э.Кельберг

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2020

Инов. № подл.	
Подл. и дата	
Взам. инв. №	

Обозначение	Наименование	Примечание
19z2015-PD-PZ2.C	Содержание тома 1.2	2
19z2015-PD.SP	Состав проектной документации	3
19z2015-PD-PZ2.ТЧ	Текстовая часть	4

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.C			
Разраб.		Ельшева			07.2019	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Перина			07.2019		П	1	1
Нач.отд.		Перина			07.2019		ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал		
Н.контр.							ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		
ГИП		Ельшева			07.2019				

Состав проектной документации приведен в томе **19z2015PD-SP**

Согласовано		

Взам. инв. №	
--------------	--

Подл. и дата	
--------------	--

						18z1826-PD-SP				
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Инв. № подл.	Разраб.		Ельшева			07.2019	СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	Стадия	Лист	Листов
	Проверил		Перина			07.2019		П	1	1
	Нач.отд.		Перина			07.2019		ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Филиал		
	Н.контр.							ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ПермНИПИнефть в г.Перми		
	ГИП		Ельшева			07.2019				

Содержание

1. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации5

2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации.....5

3. Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района 6

4. Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства, обоснование выбранного варианта трасс 7

5. Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта..... 12

6. Техничко-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта.. 16

7. Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка 16

8. Сведения о категории земель, на которых будет располагаться линейный объект 17

9. Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков..... 19

10. Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований 19

11. Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий 19

12. Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов 19

13. Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения 19

14. Описание проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и планируемые сроки ввода его в эксплуатацию 20

15. Заверение проектной организации..... 23

Приложение А - Задание на проектирование 24

Приложение А.1 - Дополнение №1 к заданию на проектирование..... 75

Приложение Б - Свидетельство о постановке на государственный учет объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду № ВСЮЗОQ9 от 09.02.2017..... 79

Приложение В – Ситуационный план 80

Таблица регистрации изменений 81

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

1. Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации

Основанием для разработки проектной документации является:

- Среднесрочная инвестиционная программа Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2020-2022гг.

2. Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

- Проект среднесрочной инвестиционной программы Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2020-2022 г.г.

Исходными данными для разработки раздела служат:

- задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)», утвержденное Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным;

- задание на проектирование Управления по бурению;

- технические условия Отдела разработки нефтяных и газовых месторождений УРНГМ от 24.05.2019 г.;

- технические условия Отдела подготовки нефти УТДНГ от 28.06.2019 г.;

- технические условия Отдела поддержания пластового давления УТДНГ от 24.06.2019 г.;

- технические условия Управления механоэнергетического и метрологического обеспечения (УМЭМО):

- Отдела Главного механика от 05.07.2019 г.;

- Отдела Главного энергетика от 04.07.2019 г.;

- Отдела автоматизации и метрологии от 04.07.2019 г.;

- Отдела трубопроводного транспорта от 01.07.2019 г.;

- технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам от 28.06.2019 г.;

- технические условия на разработку проекта Системы охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения от 28.06.2019 г.;

- исходные данные Управления персоналом;

- типовые технические условия Управления охраны труда, промышленной и экологической безопасности для включения в задание на проектирование объектов строительства (реконструкции) от 15.11.2018 г.;

- Дополнение №1 к заданию на проектирование «Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)», утвержденное Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
										2

При разработке проектной документации использованы следующие материалы:

- отчет по инженерным изысканиям «Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)», выполненным ООО НПП «Изыскатель» в 2020 г.

Согласно «Положению о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», по функциональному назначению и характерным признакам объект строительства рассматривается как линейный объект.

Проектируемый объект «Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)» будет входить в состав ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», который поставлен на государственный учет объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду с присвоением ему 1-й категории (копия свидетельства в Приложении Б).

3. Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района

В административном положении район работ расположен на территории Соликамского городского округа Пермского края. Изыскиваемые трассы расположены на территории Касибского нефтяного месторождения ЦДНГ-12 «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Ближайшие населенные пункты – д. Лызиб, д. Сорвино и село Касиб. Участок работ расположен в 20-25км к западу от центра муниципального образования «Город Соликамск».

Транспортная сеть в районе изысканий хорошо развита и представлена автодорогами общего пользования Березники-Левино-Касиб, промышленными дорогами на куст №501 и ППСН «Касибский». Имеются лесные дороги.

В геоморфологическом отношении участок изысканий расположен на правом склоне долины р. Лысьва, осложненный поймами и долинами водотоков более мелкого порядка. Объекты гидрографии на участке работ представлены ручьем без имени. Расстояние до р. Лысьва 0,5-4,5км к северу, северо-востоку.

Болота на участке работ низинные, I типа по проходимости (8.7 СП 86.13330.2014 [40]), сложены торфами лесотопяными, сильноразложившимися, мощность торфов изменяется от 0,1 до 5,7м. Тип торфяного основания - А .

В геологическом строении района изысканий до глубины 5,0-15,0м по данным бурения инженерно-геологических скважин, с учетом материалов изысканий прошлых лет принимают участие четвертичные техногенные ($tQiv$) насыпные грунты, биогенные (bQ) торфы сильноразложившиеся, аллювиальные (aQ) пески мелкие, суглинки туго- и полутвердой консистенции и элювиальные (eQ) суглинки дресвяные полутвердые. Четвертичные отложения подстилаются нижнепермскими (P_1) алевролитами низкой прочности, породы размягчаемые.

Поверхность на изучаемой территории практически повсеместно поросла почвенно-растительным слоем мощностью 0,2м, на участках переходов через

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.TЧ	Лист
							3

болото мхом мощностью 0,2м. На участках переходов через дороги поверхность покрыта асфальтом мощностью 0,2м.

Район работ относится к строительному климатической зоне IV.

Климатическая характеристика района строительства приведена по метеостанции г. Березники

Большую роль в формировании климата района работ играют Уральские горы, которые задерживают влажные массы воздуха, приходящие с Атлантического океана. Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой часто наблюдаются антициклоны с сильно охлажденным воздухом.

Среднегодовая температура воздуха в районе изысканий 1,5°C. Самым холодным месяцем в году является январь, со средней температурой воздуха - 17,6°C (средняя минимальная температура - 19,2 °C), самым теплым – июль со средней температурой +18,3°C (средняя максимальная температура +23,2°C). Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -48°C, абсолютный максимум +34°C. Среднегодовое количество осадков по данным МС Березники составляет 651 мм, по данным АМСГ Березники – 676 мм. Максимум осадков за месяц наблюдается в июле (91мм), минимум – в феврале-марте (26мм). Наибольшая высота снежного покрова за зиму составляет: средняя - 64 см, максимальная – 81 см, минимальная – 48 см.

4. Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства, обоснование выбранного варианта трасс

Трасса нефтегазопровода от куста №111

ПК0 - начало трассы принято в 4,5 км к юго-западу от д. Лызиб и в 5,5км к юго-западу от села Касиб, Соликамского района. Местность открыта, заболочена, покрыта смешанным высокоствольным лесом (ель, береза). Рельеф слабоволнистый, сохранил естественные формы.

На участке ПК0+00-ПК7+23.9 - трасса пересекает болото. Поверхность болота ровная, переувлажнена, поросшая влаголюбивой растительностью (осока, рогоз, камыш), смешанным лесом (ель, береза). По данным инженерно-геологических скважин, болото сложено торфами сильноразложившимися, мощностью 0,1-5,7м. Протяженность болота и заболоченных земель по трассе составила 724м.

На ПК9+93,5–ПК10+09, ПК10+73,5–ПК9+92,8 и ПК11+73,2–ПК12+18 - встречена вырубка. Трасса следует в юго-восточном направлении по переувлажненной местности, покрытой высокоствольным смешанным лесом (ель, береза).

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
							4
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

На ПК13+39 - трасса пересекает ось грунтовой дороги, шириной 5м.

ПК20+08 - Ось грунтовой дороги. Ширина дороги 3,5м.

На ПК23+36,5 - в 4м справа от трассы, проходит грунтовая дорога, шириной 4м.

На ПК25+18 - трасса пересекает проселочную дорогу шириной 4м, на участке ПК26+60 – ПК26+92 – следуя по ней.

На участках ПК35+89,1-ПК35+95,6 и ПК36+14,4-ПК36+21 - трасса пересекает грунтовые дороги, идущие в северном направлении. Ширина дорог составляет 4м.

ПК39+00 - тальвег лога, простирающегося в северном направлении. Дно лога ровное, шириной около 0,5м. Профиль лога V-ассиметричный, присутствуют следы руслообразования. Склоны лога задернованы, залесены смешанным лесом (ель, береза), вдоль правого берега –кустарником. Ширина лога по бровкам 100м, глубина эрозионного вреза 3м. Лог служит местом сбора дождевых и талых вод. На дне лога протекает ручей. В период изысканий ручей полностью промерзший.

С ПК45 трасса идет по верховью лога, простирающегося в северо-западном направлении. Профиль лога V-образный, симметричный. Ширина по бровкам 80м. Склоны лога покрыты смешанным лесом (ель, береза).

ПК47+37,6 - ось грунтовой дороги. Ширина дороги 2м. Дорога отмыкает от асфальтовой автодороги Усолье-Касиб, съезд с дороги первого порядка отсыпан щебнем, в тело дороги уложена бетонная водопропускная труба, диаметром 1,2м.

На участке ПК53+80,9 – ПК53+90,9 трасса пересекает межпромысловую дорогу с щебенистым покрытием, отмыкающая от асфальтовой, а\д Усолье-Касиб. Дорога следует в юго-западном направлении. Ширина дороги по основанию насыпи 10м, ширина проезжей части 6м. Высота отсыпки земляного полотна 0,48-0,77м. Кюветы отсутствуют, сток поверхностных вод обеспечен. Оборудовано уличное освещение.

На участке ПК56+31-ПК57+12 трасса проходит по верховью лога. Профиль лога чашеобразный, ассиметричный. Ширина лога по бровкам около 50м. Склоны лога задернованы, участками встречаются одиночные хвойные деревья.

На ПК66+42 и ПК67+75,78 трасса пересекает ось грунтовой дороги, шириной 3м, следуя в западном направлении по участку, предназначенному под сенокос.

На участке ПК67+52,2-ПК67+12 встречена искусственно вырытая канава, шириной 4-6м. Глубина канавы составляет 0,3-0,5м. Протяженность канавы достигает 125м. Поверхность волнистая, с уклоном рельефа к западу.

На ПК68+00, в 45м справа расположена факельная площадка круглой формы в плане. По периметру площадки проходит забор. Размеры факельной площадки составляют 65-66м в диаметре, с подходящими линиями газопровода.

На ПК68+92,49 трасса поворачивает на юго-восток, затем на ПК69+45,41 на северо-восток, следуя по территории площадки ППСН «Касибский».

ПК69+97,97 - конец трассы принят в точке врезки трассы нефтегазосборного трубопровода в устройство приема ОУ (очистного устройства), на территории ППСН «Касибский», в 270м к востоку от д. Лызиб. Площадка квадратной формы в плане, размером 78х90м. По периметру площадки проходит забор. Площадка занята специальными сооружениями, нефтепромысловым оборудованием и

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			18z1826-PD-PZ2.TЧ						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

контрольно-измерительными комплексами, осложненная большим количеством инженерных коммуникаций (газопровод, нефтепроводы, ВЛ-10кВ).

Трасса нефтегазопровода от куста №104

Трасса изыскана в южном направлении протяженностью 0,14км.

ПКО принят на кусте №104, в 2,5км к юго-западу от деревни Лызиб, в 3,6км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа. Трасса изыскана в лесном массиве.

Рельеф вдоль трассы спокойный. Заканчивается трасса на точке врезки в нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 – ППСН «Касибский», в 2,6км к юго-западу от деревни Лызиб, в 3,7км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

Трасса проходит в одном технологическом коридоре с нефтегазопроводом от куста №111 и характеризуются одинаковыми физико-географическими и инженерно-геологическими условиями.

Пикетаж приведен по трассе нефтегазосборного трубопровода «Куст №111-ППСН «Касибский».

Трасса автодороги на куст №104

Трасса изыскана в южном направлении протяженностью 0,14км.

ПКО принят на кусте №104, в 2,5км к юго-западу от деревни Лызиб, в 3,6км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа. Трасса изыскана в лесном массиве.

Рельеф вдоль трассы спокойный. Заканчивается трасса на точке врезки в нефтегазосборный трубопровод «Куст №111 – ППСН «Касибский», в 2,6км к юго-западу от деревни Лызиб, в 3,7км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

Трасса проходит в одном технологическом коридоре с нефтегазопроводом от куста №111 и характеризуются одинаковыми физико-географическими и инженерно-геологическими условиями.

Пикетаж приведен по трассе нефтегазосборного трубопровода «Куст №111-ППСН «Касибский».

Трасса автодороги на куст №111. Участок автодороги до куста №104

Трасса изыскана в северо-западном направлении протяженностью 1,89км. ПКО принят на ПК9км+146м автодороги Левино – Никино (участок Левино-Касиб), в 2,1км к югу от деревни Лызиб, в 3,1км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа. Трасса изыскана в лесном массиве. По пути следования трасса пересекает лесные дороги; из объектов гидрографии ручей без названия. Рельеф вдоль трассы спокойный. Заканчивается трасса в 2,5км к юго-западу от деревни Лызиб, в 3,5км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
							6
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Трасса автодороги на куст №111. Участок автодороги от куста №104 до куста №111

Трасса изыскана в западном направлении протяженностью 2,37км. ПК0 принят на ПК17+43 проектируемой трассы автодороги на куст №104, в 2,5км к юго-западу от деревни Лызиб, в 3,6км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа. Трасса изыскана в лесном массиве. По пути следования трасса пересекает лесные дороги, ВЛ-35кВ ПС «Кузнецовская» - ПС «Касиб». Рельеф вдоль трассы спокойный. Заканчивается трасса в 4,4км к юго-западу от деревни Лызиб, в 5,4км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

Трасса ВЛ-10кВ на куст №104

Трасса отмыкает от трассы ВЛ-10кВ на куст №111. Начало трассы принято на ПК29+35 изысканной трассы ВЛ на куст №104, проходящей к площадке куста №104. Рельеф вдоль трассы спокойный. Заканчивается трасса в 2,5км к юго-западу от деревни Лызиб, в 3,5км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа на площадке куста №104.

Трасса ВЛ-10кВ на куст №111

Трасса проходит по изысканной трассе ВЛ-10кВ на куст №104 до ПК29+35, далее трасса проходит по изысканной трассе ВЛ-10кВ на куст №111.

ПК0 принят на опоре 3/79 фидера «нефтяник» ПС «Касиб». Далее трасса проходит в южном направлении и на ПК12 подходит к трассе автодороги на куст №104. Трасса изыскана в лесном массиве. По пути следования трасса пересекает лесные дороги; из объектов гидрографии ручей без названия. Рельеф вдоль трассы спокойный. Далее по пути следования трасса пересекает лесные дороги, ВЛ-35кВ ПС «Кузнецовская» - ПС «Касиб». Рельеф вдоль трассы спокойный. Заканчивается трасса в 4,4км к юго-западу от деревни Лызиб, в 5,4км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа на площадке куста №111.

Переходы ВЛ-10 через естественные и искусственные преграды предусматриваются с помощью типовых опор со стойками наземным способом, и выполняются согласно требованиям ПУЭ изд.7.

При пересечении с инженерными коммуникациями и автодорогами предусматривается соблюдение габаритных расстояний согласно табл.2.5.35 ПУЭ изд.7. Габарит в месте пересечения с автодорогами составляет не менее 7,0м.

Для обеспечения габарита для провоза крупногабаритных грузов применяются повышенные опоры по серии шифр 21.0050.

Расстояние от подошвы насыпи автодороги III, IV-в категории до опоры ВЛ-10 кВ принято не менее 2,0м (в стесненных условиях), согласно табл.2.5.35 ПУЭ изд.7.

Пересечение проектируемых трасс ВЛ-10кВ между собой и с существующими трассами ВЛ выполнено в соответствии с требованиями табл.2.5.24 ПУЭ. Расстояние между проводами по вертикали составляет не менее 1,5м.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			18z1826-PD-PZ2.TЧ						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Расстояние от существующих и ранее запроектированных подземных трубопроводов до опор ВЛ-10 кВ в соответствии с требованиями табл.2.5.40 ПУЭ принято не менее 6м.

Расстояние от существующих взрывопожароопасных зданий, сооружений, наружных установок площадок скважин и кустов значительно превышает требования п.2.5.278 ПУЭ (1,5 высоты опоры ВЛ).

Вдоль ВЛ-10кВ устанавливается охранная зона шириной по 10 м в каждую сторону от крайних проводов.

Ширина просеки ВЛ-10кВ принята не менее ширины принятой охранной зоны.

Трасса низконапорного водовода «ПНС – куст № 111»

Трасса низконапорного водовода «ПНС – куст №111» изыскана в юго-западном направлении протяженностью 6,92км. ПК0 принят в районе проектируемой ПНС, в 0,4км к западу от деревни Лызиб, в 1,2км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа. Трасса частично изыскана в лесном массиве, частично по открытым участкам, занятыми сельскохозяйственными угодьями (сенокосы). По пути следования трасса пересекает ряд подземных и надземных коммуникаций, щебеночную и лесные дороги; из объектов гидрографии ручей без названия. Рельеф вдоль трассы спокойный.

Заканчивается трасса на кусте №111, в 4,5км к юго-западу от деревни Лызиб, в 5,5км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

ПК 69+46,03. Конец трассы принят на запорной арматуре, установленной на подходе к скважине № 112.

Общая протяженность трассы водовода составляет 6950,63 м.

Абсолютные отметки поверхности по трассе трубопровода изменяются в пределах от 137,91 до 168,74 м (Балтийская система высот 1977 г.).

Трасса низконапорного водовода «Точка врезки в водовод «ПНС – куст № 111» - куст № 104»

Трасса низконапорного водовода «Точка врезки в водовод «ПНС – куст №111» - куст №104» изыскана в северном направлении протяженностью 0,13км. ПК0 принят на точке врезки в водовод «ПНС – куст №111», в 2,7км к юго-западу от деревни Лызиб, в 3,7км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа. Трасса изыскана в лесном массиве. Рельеф вдоль трассы спокойный.

Заканчивается трасса на кусте №104, в 2,6км к юго-западу от деревни Лызиб, в 3,6км к юго-западу от села Касиб Соликамского городского округа.

ПК 1+71,13. Конец трассы принят на запорной арматуре, установленной на подходе к скважине № 115.

Общая протяженность трассы водовода составляет 171,13 м.

Абсолютные отметки поверхности по трассе трубопровода изменяются в пределах от 156,52 до 156,98 м (Балтийская система высот 1977 г.).

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
							8
Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					

5. Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта

Назначение проектируемых объектов:

- добыча, сбор и замер продукции добывающих скважин, транспорт продукции добывающих скважин в систему сбора ООО «УралОйл» в районе ППСН «Касибский».

- закачка пресной технической воды в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления;

- обеспечение электроснабжения проектируемых сооружений, обеспечение подъезда к кустовым площадкам;

- подключение проектируемых объектов к системе телемеханики ЦДНГ-12.

Цель строительства новых кустовых площадок – необходимость увеличения добычи нефти и попутного нефтяного газа на Касибском месторождении.

Планируемые объемы добычи нефти и жидкости добывающих скважин приняты на основании технических условий отдела добычи нефти УТДНиГ от 28.06.2019г. и приведены в таблице 1

Таблица 1 – Планируемые объемы добычи нефти и жидкости добывающих скважин

Номер куста скважин	Номера скважин	Добыча нефти, т/сут	Добыча жидкости, м ³ /сут
104	104	11,8	14,8
	105	11,8	14,8
	106	9,9	12,4
Итого		33,5	42,0
111	110	25,3	31,6
	111	25,3	31,6
	113	14,7	18,4
	114	14,7	18,4
Итого		80	100

Начало, конец, а также протяженность линейной части нефтегазосборных трубопроводов, указаны в таблице .

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.

Таблица 5.3. Протяженность линейной части нефтегазосборных трубопроводов

Наименование трубопровода	Пикеты по трассе		Протяженность, м
	Начало	Конец	
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»	(запорная арматура после камеры запуска)	ПК69+18,95 ограждение площадки ППСН «Касибский»	6833,12
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104-точка врезки»	ПК0+30 (запорная арматура на выходе с куста)	ПК1+40,07 (т. врезки)	110,07

Физико-химические свойства перекачиваемой среды

Источником поступления водонефтегазовой смеси является продуктивный пласт Тл2б Касибского нефтяного месторождения.

Физико-химические свойства и состав нефти, попутного нефтяного газа Касибского нефтяного месторождения приведены ниже (Таблица 1, Таблица 2).

Таблица 1– Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти

Наименование	Ед. измерения	Показатели по пластам
		Тл2б
Плотность при 20 °С	кг/ м ³	834-837
Вязкость динамическая - при 20 °С; - при 50 °С	мм ² /с	6,10-7,14 3,32-3,64
Температура плавления парафина	°С	51,8-59,4
Содержание:	% объём.	
- парафинов		2,57-7,05
- асфальтенов		0,49-1,53
- смол силикагелевых		10,02-12,50
- серы		0,68-1,24
Газосодержание	м ³ /т	52,4-54,4
Фракционный состав:	%	

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

10

Продукция проектируемых добывающих скважин кустов №№104,111 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием при способе эксплуатации ЭЦН, по выкидным трубопроводам поступает на счетчики СКЖ, размещаемые на приустьевых площадках каждой скважины.

После замера дебита нефтяная эмульсия от кустов №№104,111 по проектируемым нефтегазосборным трубопроводам транспортируется на ППСН «Касибский» ООО «УралОйл» .

Подключение проектируемого нефтегазопровода в существующий нефтегазопровод на ППСН «Касибский» предусмотрено путем врезки через тройник с установкой в узле подключения задвижки с обратным клапаном и манометра для контроля давления.

Для очистки от парафина на нефтегазопроводе от куста №111 предусмотрено устройства запуска и приема очистных устройств.

Очистка выкидных трубопроводов и нефтегазопровода от куста №104 предусматривается методом периодических промывок ввиду их небольшой протяженности или недостаточной скорости для запуска очистного устройства.

Система ППД

Количество нагнетательных скважин, проектируемых бурением и обустраиваемых данным проектом - 2 скважины.

Производительность системы ППД согласно заданию на проектирование составляет 130 м³/сут.

Давление закачки составляет 19,0 МПа.

В качестве источника водоснабжения для закачки в скважины №№ 112, 115 Касибского месторождения используется пресная техническая вода с артезианских водозаборных скважин.

Касибское нефтяное месторождение эксплуатируется ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

В настоящее время на Касибском месторождении система ППД не существует.

Схема системы ППД скважины № 112 Касибского нефтяного месторождения имеет следующий вид.

Пресная техническая вода из водозаборной скважины при помощи скважинного насоса ЭЦВ подается по низконапорному водоводу на прием проектируемой шурфовой насосной станции. В ШНС предусмотрено устройство насоса погружного типа для повышения давления до 19,0 МПа (190 атм.). От ШНС вода подается по нагнетательному водоводу до скважины № 112.

Схема системы ППД скважины № 115 Касибского нефтяного месторождения имеет следующий вид.

Пресная техническая вода из водозаборной скважины при помощи скважинного насоса ЭЦВ подается по низконапорному водоводу на прием проектируемой шурфовой насосной станции. В ШНС предусмотрено устройство насоса погружного типа для повышения давления до 19,0 МПа (190 атм.). От ШНС вода подается по нагнетательному водоводу до скважины № 115.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
							12
Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					

6. Техничко-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта

Техничко-экономическая характеристика проектируемых объектов приведена в таблице 6.1

Таблица 6.1– Техничко-экономическая характеристика объектов

Основные технико-экономические показатели объекта	Значение
Площадь земельного участка: -для строительства, га	49,2387
Протяженность линейных объектов, км:	
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №111-ППСН «Касибский»	6,83312
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №104-точка врезки»	0,11007
ВЛ-10кВ на куст №104	0,291
ВЛ-10кВ на куст №111	5,302
Низконапорный водовод «ПНС – куст № 111», участок «ПНС-узел 1»	4567,10
Низконапорный водовод «ПНС – куст № 111», участок «узел 1 – куст № 111»	2383,53
Низконапорный водовод «Т.врезки в водовод «ПНС – куст № 111» - куст № 104»	171,13

7. Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка

С целью рационального использования земель проектом предусматривается минимальное использование земель при строительстве объекта.

Площадь земельных участков на период строительства и эксплуатации определена с использованием сведений государственного земельного кадастра, в соответствии с действующими нормативами отвода земель.

Для проведения строительно-монтажных работ Распределение земель по землепользователям следующее:

Взам. инв. №							
	Подл. и дата						
Инв. № подл.							
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ
							13

Земли в границах Касибско-Басимского территориального отдела Соликамского городского округа – 16,2481 га (категория земель – земли сельскохозяйственного назначения);

Земли Администрации Соликамского городского округа – 0,0151 га (категория земель – земли сельскохозяйственного назначения);

Земли ГКУ «Управление лесничествами Пермского края» Соликамское лесничество, Вильвенское участковое лесничество (Урольское сельское) – 14,5510 га (категория земель – земли лесного фонда);

Земли ГКУ «Управление лесничествами Пермского края» Березниковское лесничество, Пыскорское участковое лесничество – 14,4725 га (категория земель – земли лесного фонда);

Земли Колачёвой Надежды Ивановны 59:34:2330101:41 – 1,0432 га (категория земель – земли сельскохозяйственного назначения);

Земли ООО «Урал-Ойл» – 0,1690 га (категория земель – земли сельскохозяйственного назначения);

Земли КГБУ «Управление автомобильных дорог и транспорта Пермского края» – 0,0876 га (категория земель – земли промышленности);

Земли, арендованные ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" – 2,6522 га (категория земель – земли сельскохозяйственного назначения).

Для проведения строительно-монтажных, потребуется площадь 49,2387 га, из них на период эксплуатации 11,1626 га.

8. Сведения о категории земель, на которых будет располагаться линейный объект

Распределение земель по срокам использования и категориям представлено в таблице 8.1

Таблица 8.1 – Распределение земель по срокам использования и категориям

Категория земель	Площадь (га)	
	Всего (га)	в т. ч. на период эксплуатации (га)
Земли сельскохозяйственного назначения	20,1276	4,2297
в том числе:	16,2481	4,1986

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
			18z1826-PD-PZ2.TЧ				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- Земли в границах Касибско-Басимского территориального отдела Соликамского городского округа	0,0151	0,0
- ЗУ 59:34:2330101:163(2) Земли Администрации Соликамского городского округа	1,0432	0,0
- ЗУ 59:34:2330101:41 Собственник ЗУ Колачёва Надежда Ивановна	0,1690	0,0
- ЗУ 59:34:2330101: Земли ООО «Урал-Ойл»	2,6522	0,0311
- Земли в аренде ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»		
Земли лесного фонда	29,0235	6,8913
- Земли ГКУ «Управление лесничествами Пермского края» Соликамское лесничество, Вильвенское участковое лесничество (Урольское сельское)	14,5510	2,7830
- Земли ГКУ «Управление лесничествами Пермского края» Березниковское лесничество, Пыскорское участковое лесничество	14,4725	4,1083
Земли промышленности в том числе:	0,0876	0,0416
- ЗУ 59:34:2330102:108, 59:34:2330101:35-Земли КГБУ «Управление автомобильных дорог и транспорта Пермского края»	0,0876	0,0416
Всего по проекту:	49,2387	11,1626

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

9. Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков

Общая стоимость убытков и арендных платежей, возмещаемых землепользователям, при изъятии земельных участков составляет 10146,15 тыс. руб.

10. Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований

Использование изобретений, защищенных авторскими правами, в настоящей проектной документации не предусматривается.

11. Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Специальные технические условия не разрабатывались.

12. Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов

При разработке проектной документации для выполнения гидравлических расчетов системы сбора нефти использовался программный комплекс для компьютерного моделирования установившегося многофазного потока для нефтегазодобывающих систем PIPESIM (разработчик – компания Schlumberger).

Расчет рассеивания выбросов вредных веществ в атмосфере проведен по унифицированной программе расчета загрязнения «Эколог» (версия 3.0), разработанной фирмой «Интеграл», Санкт-Петербург.

13. Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения

Трасса проектируемых коммуникаций предусмотрены на нормативном расстоянии от населенных пунктов, садовых товариществ, то есть необходимости сноса зданий и сооружений, а также переселения людей находящихся в охранной зоне от проектируемого объекта нет.

На трассах проектируемых коммуникаций, узлах линейной запорной арматуры возможно временное нахождение обслуживающего персонала –

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
							16
Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					

имеющего допуск на данный вид работ. Для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к линейным кранам и средствам ЭХЗ проектом предусмотрено их ограждение.

14. Описание проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и планируемые сроки ввода его в эксплуатацию

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов установлена охрannая зона вдоль трасс нефтегазосборных трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, проходящими в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопроводов.

Глубина заложения нефтегазосборных трубопроводов принята исходя из следующих условий:

- в местах пересечения автодорог - не менее 1,4 м от поверхности полотна дороги до верхней образующей защитного кожуха;
- при прокладке в пучинистых грунтах - не менее 1,67 м от поверхности земли до верха трубы из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта;
- при пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету принято не менее 0,35 м;
- при пересечении с кабелями ЭХЗ расстояние в свету принято не менее 0,5 м;
- в остальных случаях – на глубину не менее 0,8 м от уровня земли до верха трубы.

Разработка траншеи при пересечении существующих подземных коммуникаций производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Пересечение с существующими и проектируемыми подземными коммуникациями предусматривается под углом не менее 60°.

Расстояние от проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принято в соответствии с ГОСТ [P 55990-2014](#):

- до параллельно проложенных существующих трубопроводов не менее 5 м между осями;
- до параллельно проложенных проектируемых и существующих автодорог не менее 10 м до подошвы насыпи;

Переходы трубопроводов через технологические проезды с грунтовым покрытием и автодороги с гравийным покрытием осуществляются открытым способом.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Все переходы через проектируемые внутрикустовые технологические проезды, существующие и проектируемые автодороги предусмотрены с устройством защитных кожухов из стальной трубы Ø 377x10мм, Ø426x10 мм по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80, сталь 10 группы В. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха.

Для защиты наружного покрытия трубопровода от механических повреждений, при протаскивании в кожухах, применяются предохранительные изолирующие диэлектрические кольца «Спейсеры». На концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты.

Защита всех кожухов от почвенной коррозии предусматривается антикоррозийной изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98, конструкция № 17. Структура изоляционного покрытия усиленного типа:

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63, 2 слоя;
- праймер НК-50;
- наружная обертка «Полилен-ОБ-63», 1 слой.

Пересечение с линиями электропередачи ВЛ-10кВ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» предусматривается в соответствии с п.2.5.287, 2.5.288 ПУЭ Минэнерго России. Прокладка трубопроводов при сближении и параллельном следовании с ВЛ-10кВ осуществляется на расстоянии не менее 10 м от крайнего не отклоненного провода. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-10кВ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» до трубопроводов при их взаимном пересечении принято не менее 5 м. Угол пересечения с ВЛ- 10кВ не нормируется.

Пересечение нефтегазопровода от куста №111 с линиями электропередачи ВЛ-35 кВ ОАО «МРСК Урала» - филиал «Пермэнерго» предусматривается в соответствии с ТУ ОАО «МРСК Урала» - филиал «Пермэнерго». Прокладка трубопроводов при сближении и параллельном следовании с ВЛ-35 кВ осуществляется на расстоянии не менее 10 м от крайнего не отклоненного провода. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-35 кВ до трубопроводов при их взаимном пересечении принято не менее 10 м. Угол пересечения с ВЛ-35 кВ не нормируется.

При пересечении ручья прокладка проектируемого трубопровода принимается подземно на глубине не менее 1 м от естественных отметок дна ручья.

Для предотвращения всплытия трубопровода на болотах и обводненных участках предусмотрена его балластировка чугунными кольцевыми утяжелителями типа УЧК по ТУ 4834-001-71741496-2007.

Для предохранения защитного покрытия трубопроводов от повреждений при укладке в скальных, щебенистых грунтах и грунтах с твердыми включениями предусмотрена подсыпка и присыпка трубопровода мягким грунтом толщиной соответственно 20 см и 10 см.

По трассе предусмотрено подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода с куста №104 к проектируемому нефтегазосборному трубопроводу с куста №111. Подключение предусматривается надземно через узел, состоящий из отключающей задвижки на PN4,0МПа, класса герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015 и обратного клапана через тройник.

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
			18z1826-PD-PZ2.TЧ						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- температура рабочей среды, °С - от минус 40 до +80;
- температура окружающей среды, °С - от минус 40 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора, класс «А» по [ГОСТ 9544-2015](#);
- срок службы, лет – 30.

Узел задвижек размещается в металлическом сетчатом ограждении высотой 2,2 м. Конструкция калитки исключает ударное соприкосновение деталей, что обеспечивает искробезопасность, исключение скопления на них мусора и снега обеспечивается наличием сетчатого ограждения.

На ограждении закрепляются запрещающие знаки «Запрещается пользоваться открытым огнем» и «Проход запрещен», а также предупреждающие знаки.

Для надземных участков трубопроводов предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 "Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" материалом с гарантийным сроком не менее 6 лет.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается.

Подземная часть нефтегазосборных трубопроводов защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для защиты оборудования и неизолированных трубопроводов от блуждающих токов, в местах опусков трубопроводов в землю, предусмотрена установка изолирующих фланцевых соединений.

Трассы нефтегазосборных трубопроводов закрепляются на местности указательными знаками в соответствии с п.9.3.13 ГОСТ [P 55990-2014](#). В начале, в конце трассы трубопровода, на углах поворота, на каждом километре, при переходе через естественные и искусственные препятствия установлены указательные знаки в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Щит-указатель устанавливается в 1 метре от оси подземного трубопровода.

Трубопроводы при эксплуатации испытывают нагрузки и воздействия:

- собственный вес трубопровода, арматуры;
- вес изоляции;
- вес давления грунта (для подземных участков);
- предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб);
- внутреннее давление газообразной и жидкой транспортируемой среды;
- вес газообразной и жидкой транспортируемой среды;
- температурный перепад металла стенок трубопровода;
- неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (осадки, пучения);
- снеговая (для надземных участков);
- гололедная (для надземных участков);
- ветровая (для надземных участков);
- транспортирование отдельных секций, сооружение трубопроводов, испытание;

Взам. инв. №							Лист
Подл. и дата							18z1826-PD-PZ2.ТЧ
Инв. № подл.							19
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

- нарушения технологического процесса, временные неисправности или поломки оборудования;
- неравномерные деформации грунта, сопровождающиеся изменением его структуры.

Надежность и устойчивость проектируемых нефтегазосборных трубопроводов обеспечивается следующими проектными решениями:

- свойства исходных материалов для сооружения трубопроводов (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий) приняты в соответствии с требованиями нормативных документов (ГОСТ [P 55990-2014](#), ГОСТ, ТУ на эти изделия).

- конструктивные характеристики трубопровода (толщина стенки трубы и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (ГОСТ [P 55990-2014](#));

- тщательная планировка поверхности при строительстве, исключение скоплений поверхностных вод, строгий контроль за гидроизоляционными работами;

- устанавливаются требования к качеству строительства, которые определяются соответствием результатов контроля качества при сооружении трубопровода требованиям нормативных документов;

- обеспечивается необходимый уровень коррозионной защиты трубопровода в течение всего срока его эксплуатации путем повышения толщины стенки труб и соединительных деталей, применения наружного и внутреннего антикоррозионного покрытия, средств электрохимзащиты и других решений.

Строительство предусматривается в 2 этапа:

1 этап. Куст №111. Инженерное обеспечение строительства скважин и обустройство месторождения

2 этап. Куст №104. Инженерное обеспечение строительства скважин и обустройство месторождения

15. Заверение проектной организации

Проектная документация выполнена в соответствии с Федеральным законом № 384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», требованиями технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, правил, стандартов, действующих на территории РФ, исходных данных, технических условий, выданных органами государственного надзора, заинтересованными организациями и обеспечивает безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	

Приложение А - Задание на проектирование

УТВЕРЖДАЮ
Первый Заместитель Генерального
директора - Главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

 И.И. Мазин

« 4 » 09 2019 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

по объекту

«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)»

Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1. Основание для проектирования	1.1. Проект среднесрочной инвестиционной программы Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2020-2022гг
2. Вид деятельности	2.1. Новое строительство
3. Адрес объекта проектирования	3.1. Соликамский район Пермского края, ЦДНГ-12, Касибского месторождение.
4. Стадийность проектирования	4.1. Проектная документация. 4.2. Рабочая документация.
5. Ранее выполненная проектная документация по объекту	5.1. Ранее выполненные проекты: «Строительство объектов обустройства скважины №501 Касибского месторождения», договор 6053 от 15.11.2016, ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть"
6. Сроки начала строительства	6.1. Начало выполнения строительно-монтажных работ – 2021г.
7. Особые условия строительства	Работы выполняются на территории ЦДНГ-12
8. Основные технико-экономические показатели	8.1. <u>кустовая площадка № 104 (4 скважины: 3 - нагнетательных, 1 - добывающая):</u> Скв.104 (добыв) - $Q_{жид}=14,8$ м ³ /сут., $Q_{неф}=11,8$ т/сут.; Скв. 105 (добыв) - $Q_{жид}=14,8$ м ³ /сут., $Q_{неф}=11,8$ т/сут.; Скв. 106 (добыв) - $Q_{жид}=12,4$ м ³ /сут., $Q_{неф}=9,9$ т/сут.; Скв. 115 (нагн) - приемистость 65,0 м ³ /сут; <u>кустовая площадка №111 (5 скважин: 4 - добывающих, 1 - нагнетательная):</u> Скв. 110 (добыв) - $Q_{жид}=31,6$ м ³ /сут., $Q_{неф}=25,3$ т/сут.; Скв. 111 (добыв) - $Q_{жид}=31,6$ м ³ /сут., $Q_{неф}=25,3$ т/сут.; Скв. 112 (нагн) - приемистость 65,0 м ³ /сут Скв. 113 (добыв) - $Q_{жид}=18,4$ м ³ /сут., $Q_{неф}=14,7$ т/сут.; Скв. 114 (добыв) - $Q_{жид}=18,4$ м ³ /сут., $Q_{неф}=14,7$ т/сут.; 8.2. Объем капитальных вложений определить проектом.
9. Объем проектирования	9.1. Проектной документацией предусмотреть: Обустройство скважин в соответствии с техническими условиями отдела добычи нефти УТДНиГ от 28.06.2019г.: <u>- Куст 104</u> Количество скважин 4 шт, из них 3 добывающих, 1

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

21

	<p>нагнетательная: скважины добывающие нефтяные - № 104, 105, 106; скважина нагнетательная - № 115. - Способы эксплуатации скважин — ЭЦН. - Для учета жидкости применить замерное устройство дебитов скважин (определить проектом с учетом физико-химических свойств продукции). - Монтаж замерного устройства на кустовой площадке № 104. - Строительство выкидных линий от скважин до проектируемого замерного устройства, ориентировочной протяженностью до 0,15 км каждая; - Строительство коллектора от проектируемого замерного устройства до ППСН «Касибский» ООО «Урал-Ойл»; - Расположение точки подключения к существующей системе сбора проектным институтом согласовать с ЦДНГ-12 и ООО «Урал-Ойл»; <u>Куст 111</u> - Количество скважин 5 шт, из них 4 добывающих, 1 нагнетательная: скважины добывающие нефтяные - № 111, 110, 113, 114; скважина нагнетательная - № 112. - Способы эксплуатации скважин — ЭЦН. - Для учета жидкости применить замерное устройство дебитов скважин (определить проектом с учетом физико-химических свойств продукции). - Монтаж замерного устройства на кустовой площадке № 111. - Строительство выкидных линий от скважин до проектируемого замерного устройства, ориентировочной протяженностью до 0,15 км каждая; - Строительство коллектора от проектируемого замерного устройства до проектируемого НГСК с куста № 104 до ППСН «Касибский» ООО «Урал-Ойл». - Расположение точки подключения к существующей системе сбора проектным институтом согласовать с ЦДНГ-12 и ООО «Урал-Ойл»; 9.2. Проектной документацией предусмотреть организацию системы ППД на кустах №№104,111 в соответствии с техническими условиями отдела поддержания пластового давления УТДНиГ от 24.06.2019г.: <u>- Куст 104</u> - поисково-оценочные работы по водоисточнику в районе куста № 104; - строительство водозаборной скважины, обеспечивающей систему ПНД водой в необходимых объемах, расположение водозаборной скважины определить по результатам поисковооценочных работ; - строительство низконапорного водовода от артезианской скважины до ШНС на кусте № 104; - строительство ШНС на кусте № 104;</p>
--	--

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

	<p>- строительство нагнетательного водовода от ШНС до скважины № 115;</p> <p>- замер приемистости нагнетательной скважины № 115 определять накладным расходомером «Panametrics»;</p> <p>- обустройство нагнетательной скважины № 115: строительство приустьевой площадки, площадки под ремонтный агрегат, установку нагнетательной арматуры.</p> <p><u>Куст 111</u></p> <p>- поисково-оценочные работы по водоисточнику в районе куста № 111;</p> <p>строительство водозаборной скважины, обеспечивающей систему ППД водой в необходимых объемах, расположение водозаборной скважины определить по результатам поисковооценочных работ;</p> <p>- строительство низконапорного водовода от артезианской скважины до ШНС на кусте № 104;</p> <p>- строительство ШНС на кусте № 111;</p> <p>- строительство нагнетательного водовода от ШНС до скважины № 112;</p> <p>- замер приемистости нагнетательной скважины № 112 определять накладным расходомером «Panametrics»;</p> <p>- обустройство нагнетательной скважины № 112: строительство приустьевой площадки, площадки под ремонтный агрегат, установку нагнетательной арматуры.</p> <p>9.3. Проектную документацию выполнить в соответствии с требованиями технических условий Отдела трубопроводного транспорта УМЭМО от 01.07.2019 г.</p> <p>9.4. Строительство и обустройство кустов скважин №№104, 111 предусмотреть в соответствии с техническими условиями Отдела главного механика УМЭМО от 05.07.2019 г.</p> <p>9.5. Строительство объектов электроснабжения предусмотреть в соответствии с техническими условиями Отдела главного энергетика УМЭМО от 04.07.2019 г.</p> <p>9.6. Объем автоматизации скважин, замерных устройств предусмотреть в соответствии со стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.22.1 - 2015 и техническими условиями Отдела автоматизации и метрологии УМЭМО от 04.07.2019 г.</p> <p>9.7. Выполнить требования технических условий УКБ по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам 28.06.2019г.</p> <p>9.8. В случае необходимости разработки раздела «Система охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения» руководствоваться техническими условиями УКБ от 28.06.2019</p>
<p>10. Требования по вариантной и конкурсной разработке</p>	<p>10.1. Принятые в проектной документации технические и технологические решения должны отвечать требованиям конкурентоспособности и технико-</p>

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.
--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- 4 -

	<p>экономической обоснованности, обеспечивать применение энергосберегающих технологий и энергоэффективного оборудования.</p> <p>10.2. В проектно-сметной документации предусматривать наиболее оптимальные организационно-технологические схемы производства СМР, а так же расценки при определении стоимости строительно-монтажных, ремонтно-строительных и пусконаладочных работ, снижающие стоимость строительства.</p>
<p>11. Требования к проведению предпроектных работ</p>	<p>11.1. Получить информацию о возможных ограничениях (скотомогильники, земли РФ, ООПТ, объекты культурного наследия, ОЗУ и т.д.).</p> <p>11.2. Перед началом проектирования провести выезд на место с целью предпроектного обследования совместно с представителями Заказчика.</p> <p>11.3. Выполнить инженерные изыскания в объеме, необходимом для получения информации о возможных ограничениях ведения хозяйственной деятельности, для выбора площадок и трасс нефтепроводов, для проведения гидравлического расчета. Объем и необходимость проведения инженерных изысканий согласовать с Заказчиком.</p> <p>11.4. Разработать и согласовать с Заказчиком принципиальную технологическую схему, гидравлический расчет, карточку оборудования, конструкций и материалов, проработать основные проектные решения по энергетике.</p> <p>11.5. Выполнить рассмотрение и согласование результатов предпроектной проработки на НТС Общества.</p> <p>11.6. На этапе разработке основных проектных решений, выполнять вариантную проработку размещения площадочных (линейных) объектов и трасс коммуникаций на предварительном графическом материале (при необходимости, с учетом имеющихся материалов в службе главного маркшейдера и Отдела землеустроительных работ), без выполнения полевых инженерно-геодезических изысканий, для выявления возможных ограничений в проектировании и строительстве.</p> <p>11.7. Идентифицировать объект (площадочно-производственный или линейный) с целью определения необходимости разработки ППТ или ГПЗУ. Проработать вопрос с администрацией муниципального района.</p> <p>11.8. Выполнить анализ для выявления зависимых друг от друга проектов и включить данную информацию в пояснительную записку при разработке проектной документации.</p>
<p>12. Требования по обеспечению энергетической эффективности и оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических</p>	<p>12.1. В составе проектной документации разработать раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учёта используемых энерге-</p>

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.
--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

24

- 5 -

ресурсов	<p>тических ресурсов». В текстовую часть проектной документации включить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - показатели энергетической эффективности (перечень, описание и значения показателей для предусмотренных энергосберегающих мероприятий, обеспечивающих снижение потребления электрической, тепловой энергии жидкого и моторного топлива, газа и воды); - данные об использовании вторичных энергетических ресурсов, альтернативных (местных) видов топлива и возобновляемых источников энергии; - сведения об оснащённости приборами учёта используемых энергетических ресурсов по видам энергии, топлива, газа и воды.
13. Требования к режиму предприятия	13.1. Режим работы круглосуточный, непрерывный.
14. Выделение очередей и этапов, строительства	14.1. Очередность строительства и ввода в эксплуатацию определить проектом, согласовать с Заказчиком.
15. Требования к архитектурно-строительным, объёмно-планировочным и конструктивным решениям	<p>15.1. Архитектурно-строительные решения принять на основании расчетов, из условия обеспечения надежности, безопасности объекта в условиях эксплуатации, из условий экономической эффективности и срока эксплуатации.</p> <p>15.2. При необходимости строительные конструкции с предоставлением расчета согласовывать по требованию Заказчика.</p> <p>15.3. Общеплощадочные решения на обустройство скважин согласовать с Заказчиком.</p>
16. Требования к выполнению инженерных изысканий	<p>16.1. При формировании объема работ по инженерным изысканиям выполнить запрос в Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» о ранее выполненных инженерных изысканиях, согласовать полученную информацию с Отделом Главного маркшейдера ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».</p> <p>16.2. Приступить к выполнению инженерных изысканий только после утверждения результатов предпроектной проработки на заседании секции научно-технического совета.</p> <p>16.3. Выполнить комплексные инженерные изыскания в соответствии с типовыми Техническими условиями Отдела главного маркшейдера от 17.01.2014 г.</p> <p>16.4. Материалы инженерных изысканий и ГИС представить в Отдел главного маркшейдера ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" в электронном виде в формате Arc View и на бумажном носителе. Геодезическую разбивочную основу и закрепленные в натуре площадки и трассы сдать по акту представителям маркшейдерской службы Заказчика.</p> <p>16.5. Картографические материалы оформить в соответствии со стандартами ПАО «ЛУКОЙЛ» (СТО ЛУКОЙЛ 1.8-2008, СТО ЛУКОЙЛ 1.8.1-2008, СТО ЛУКОЙЛ 1.8.2-2008).</p> <p>16.6. На этапе выполнения полевых работ предо-</p>

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

25

- 6 -

	<p>ставлять сводку в отдел ОПР по фактически выполненным работам, с указанием объема работ, количества персонала, фото/видео материала.</p>
<p>17. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий</p>	<p>17.1. В составе проектной документации разработать раздел «Мероприятия по охране окружающей среды», соответствующий требованиям законов РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 и «Об экологической экспертизе» № 174-ФЗ от 23.11.1995, Постановления Правительства РФ «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» № 87 от 16.02.2008, стандарта ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО ЛУКОЙЛ 1.6.9.1-2016 «Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов», с учетом типовых технических условий Управления ОТ, П и ЭБ от 15.11.2018, действующих норм и правил, согласовать с контролирующими органами в установленном порядке.</p> <p>17.2. Определить порядок обращения с отходами в соответствии с требованиями законодательства РФ.</p> <p>17.3. Определить специализированные организации, имеющие лицензии на осуществление деятельности по транспортированию, утилизации, обезвреживанию и размещению отходов, образующихся при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов. Уточнить у данных организаций возможность заключения договоров на обращение с образующимися отходами.</p> <p>17.4. При строительстве (реконструкции) объектов, в процессе эксплуатации которых образуются отходы, предусмотреть обустройство площадок (мест) для накопления таких отходов в соответствии с установленными правилами, нормативами и требованиями в области обращения с отходами.</p> <p>17.5. При необходимости отвода земли провести предварительное согласование места размещения объекта. Разработать и согласовать с контролирующими органами в установленном порядке в соответствии с типовыми техническими условиями Отдела землеустроительных работ от 30.03.2018 г. раздел «Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов» (с учетом объемов временным занятием земель для проезда техники к участкам строительства), межевые планы земельных участков. При наличии древесной растительности, предусмотреть места складирования ее на площадках, согласованных с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».</p> <p>17.6. В соответствии со статьей 25 ФЗ «О недрах» получить согласование размещения объекта у недропользователя.</p> <p>17.7. Получить информационное письмо Министерства природных ресурсов, лесного хозяйства и экологии Пермского края о предоставлении (не предоставлении) права пользования участком недр, со-</p>

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

26

- 7 -

	<p>держащим общераспространенные полезные ископаемые, в пределах участка намечаемой застройки.</p> <p>17.8. При строительстве линейных объектов предусмотреть проектом решения по выполнению берегоукрепительных работ в местах перехода через водные преграды или обосновать отсутствие необходимости в выполнении данных работ.</p> <p>17.9. Разработать систему мониторинга поверхностных и подземных вод и согласовать с распорядителем недр в Пермском крае. В составе проектной документации разработать проект на бурение наблюдательных гидрогеологических скважин.</p> <p>17.10. В случае необходимости проведения работ по демонтажу участков промысловых трубопроводов, демонтируемые трубы идентифицировать как ТМЦ (МТР).</p> <p>17.11. При подготовке проектной документации разработать подраздел, содержащий оценку проектных решений на соответствие технологическим показателям наилучших доступных технологий.</p> <p>17.12. Принадлежность к объектам, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 28.09.2015 №1029: - I категория</p>
<p>18. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций</p>	<p>18.1. Разработать раздел «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в соответствии с действующими законодательными и нормативными актами РФ, СНиП и согласно исходных данных Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю и стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.6.9.1-2016 с учетом продолжения работы объекта в военное время.</p>
<p>19. Требования к режиму безопасности, охране труда и пожарной безопасности</p>	<p>19.1. Проектную документацию разработать в соответствии с требованиями:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Стандарт ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.6.9.1-2016 «Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов»; - «Санитарные правила для нефтяной промышленности» № 4156-86 от 15.10.1986 г; - СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»; - СанПин 2.1.4.1110-02 «Зона санитарной охраны источников водоснабжения и водоводов питьевого назначения»; - СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»; - СанПин 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструи-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

27

- 8 -

	<p>руемых промышленных предприятий».</p> <ul style="list-style-type: none"> - «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», РБ от 27.12.2012 №784, СП284.1325800.2016, ВНТП 3-85. - ФЗ №116 от 21.07.1997 о промышленной безопасности ОПО с учетом последних изменений; - ПБНП утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101; - технические регламенты таможенного союза, принятые законами РФ; - привила ПБ производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением, введенные приказом Ростехнадзора от 25.03.2014 №116; - ГОСТ 32569-2013 трубопроводы технологические стальные и др. действующие нормативные документы. <p>19.2. Предусмотреть выполнение раздела «Анализ промышленной безопасности и степени риска аварий проектируемого объекта» в соответствии с требованиями РБ «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на ОПО».</p> <p>19.3. Разработать раздел «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием» в соответствии с требованиями приложения В к СТО 1.6.9.1-2016.</p> <p>19.4. Разработать раздел «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» в соответствии с требованиями Федерального закона от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (в редакции от 10.07.2013), от 21.12.1994 №69-ФЗ.</p> <p>19.5. Выполнить описание мероприятий направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект посторонних лиц, транспортных средств и грузов, а так же мероприятий по охране объектов в период строительства согласно техническим условиям.</p> <p>19.6. При выполнении проектно-изыскательских работ соблюдать требования «Инструкции по безопасному производству работ, выполняемых подрядными организациями на территории объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».</p>
<p>20. Расчетная стоимость строительства</p>	<p>20.1. Стоимость строительства определить в соответствии с техническими условиями Отдела экспертизы смет от 06.05.2019г.</p>
<p>21. Требования к составу, формату, объему выпуска проектной документации и оформлению проекта</p>	<p>21.1. Состав разделов проектной документации и их содержание предусмотреть согласно:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Положению о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвер-

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.
--------------	--------------	--------------

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

28

- 9 -

жденным Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 года N 87,
 - Федеральному закону №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
 - Федеральному закону №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
 - Градостроительному кодексу РФ.

21.2. В составе рабочей документации отдельной книгой выпускаются:

- сборник опросных листов (тех. заданий) и заказных спецификаций на оборудование и материалы;
- ведомость объемов работ;
- ведомость разграничения поставки материалов и оборудования между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и подрядными организациями;
- перечень всех нормативных документов (разъяснений, писем и т. д.), которые используются при разработке данной проектной документации;
- сертификаты/декларации соответствия требованиям технических регламентов таможенного союза.

21.3. Подрядчик предоставляет Заказчику проектно-сметную документацию в 5 экземплярах на бумажном носителе и электронную версию в соответствии с «Типовыми требованиями к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции и капитального ремонта» от 23.08.2018.

21.4. Обеспечить кодирование документации в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ 07-18.2-02-2018

21.5. Документацию на рассмотрение и согласование предоставить через информационную систему Pilot-ICE.

22. Дополнительные условия проектирования

22.1. При разработке рабочей документации руководствоваться ГОСТ Р 21 1101. «Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации».

22.2. Заказные спецификации в составе рабочей документации необходимо составлять отдельной книгой для каждого объекта с разделением объемов поставки Заказчика и Подрядчика, опросные листы и заказные спецификации согласовать с Заказчиком (с получением визы начальников отделов и управлений по направлению деятельности), указать рекомендуемый перечень заводов-изготовителей, поставщиков оборудования и материалов.

В заказных спецификациях на поставку трубной продукции указывать требование по ограничению содержания неметаллических включений (приложение №.24.18.)

22.3. На оборудование поставки Заказчика стоимостью (в текущих ценах свыше 5000,0 тыс.руб.) раз-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

29

- 10 -

рабатывать техническое задание на проведение тендера, по выбору поставщика оборудования.

22.4. Технические задания и опросные листы на типовое оборудование и оборудование длительного срока изготовления и поставки (Приложение №24.19) разрабатывать на этапе проектной документации.

22.5. Сформировать в электронном виде по каждому объекту (по этапам строительства и по участкам трубопроводов) ведомости объемов работ согласно локальным сметным расчетам и спецификациям.

22.6. Ведомость разграничения поставки материалов и оборудования разрабатывать в соответствии с техническими условиями Отдела организации проектных работ от 30.01.2019 и типовой ведомостью разграничения поставки материалов для объектов капитального строительства между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и подрядными организациями, утвержденной 20.01.2016. Выдавать ведомость разграничения со штампом проектной организации с подписью ответственных лиц со сквозной нумерацией. При выделении этапов строительства, ведомости разграничения поставки материалов и оборудования между подрядчиком и заказчиком должны быть оформлены поэтапно.

22.7. Выполнять требования в части данных для заказа оборудования и материалов в составе проектно-сметной документации от 25.04.2019 г. Управления материально-технического и транспортного обеспечения.

22.8. Разработать программу и порядок проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования с учетом требований РД-07-11.1-001-14, с СНиП 3.05.05-84, СНиП 3.05.07-85, и соответствующих обоснований. Формат программ пусконаладочных работ дополнительно согласовать с Заказчиком.

22.9. Предусмотреть окраску и обозначение оборудования и трубопроводов согласно стандарту предприятия СТП 09-001-2013 «Окраска и обозначение оборудования на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Предусмотреть в проекте оснащение объектов нефтедобычи знаками безопасности.

22.10. Получить градостроительный (ППТ, ПМТ) план земельных участков и постановление органа местного самоуправления об его утверждении.

22.11. При наличии пересечений проектируемых трубопроводов с существующими инженерными коммуникациями и автодорогами запросить технические условия на пересечения или работу в охраняемых зонах в организациях, являющихся собственниками данных сооружений. Проектные решения согласовать на соответствие выданным техническим условиям до включения в проектную документацию. Технические условия и результаты согласо-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

30

- 11 -

ваний проектных решений на соответствие выданным ТУ включить в состав проектной документации.

22.12. В соответствии с Постановлением Правительства РФ № 145 от 05.03.2007 г. получить положительное заключение государственной экспертизы федерального уровня. Изменение уровня экспертизы обосновать и согласовать с Заказчиком.

22.13. Разработать проект организации дорожного движения по проектируемым дорогам.

22.14. Работы по врезке вновь построенных и/или заменяемых участков в действующие коммуникации на промышленных трубопроводах, предусмотреть силами сторонних организаций. Выбор организации согласовать с Отделом трубопроводного транспорта.

22.15. Согласовать РКД на основное оборудование по запросу Заказчика.

22.16. Разработать Декларацию промышленной безопасности (при необходимости на объекты реконструкции).

22.17. В инженерное обеспечение на период бурения включать только сооружение кустовых площадок и подъездных дорог к ним, остальные объекты подготовительных работ на период бурения эксплуатационных скважин включать в проект «строительство скважин» (в составе ПСД на бурение эксплуатационных скважин) (Методические рекомендации по бухгалтерскому учету затрат, связанных с поиском, оценкой, разведкой и разработкой нефтегазовых месторождений, утверждены Приказом от 01.04.2013 №51, Классификатор объектов бурения, капитального строительства и реконструкции).

22.18. Предусмотреть строительство подъездной дороги на этапе инженерного обеспечения, предусмотреть восстановление автодороги на этапе обустройства, предусмотреть затраты на содержание дорог и площадки с обоснованием продолжительности в ПОСе и восстановление автодороги на этапе обустройства по статье «прочих затрат».

22.19. Предусмотреть дорожную одежду на подъездных автодорогах и проездах внутри площадок из щебня марки М800.

22.20. Предусмотреть при проектировании кустовых площадок систему водоотводных канав по периметру кустовой площадки со сбором поверхностных стоков в грунтовые котлованы, а также систему дренажа дождевых вод.

23. Идентификация объекта в соответствии со статьёй 4 Федерального закона РФ №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

23.1. Назначение: Опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса.

23.2. Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность:

- участок ведения буровых работ;

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

31

- 12 -

	<p>- фонд скважин Касибского месторождения ЦДНГ-12;</p> <p>- система промысловых трубопроводов Касибского месторождения;</p> <p>- объекты инженерного обеспечения</p> <p>23.3. Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружений:</p> <p>- наличие опасных природных процессов и явлений определить инженерными изысканиями.</p> <p>23.4. Принадлежность к опасным производственным объектам (в соответствии с требованиями приложения 2 к Федеральному закону от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»):</p> <p>- фонд скважин Касибского нефтяного месторождения ЦДНГ-12: признаки опасности 2.1 и 2.2а, класс опасности IV;</p> <p>- система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12: признаки опасности 2.1 и 2.2а, класс опасности II.</p> <p>23.5. Пожарная и взрывопожарная опасность:</p> <p>- взрывопожароопасный.</p> <p>23.6. Наличие помещений с постоянным пребыванием людей:</p> <p>- помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют.</p> <p>23.7. Уровень ответственности:</p> <p>- фонд скважин Касибского нефтяного месторождения ЦДНГ-12: нормальный;</p> <p>- система промысловых трубопроводов ЦДНГ-12: повышенный</p> <p>23.8. Признаки идентификации уточнить при разработке проектной документацией.</p>
<p>24. Исходные данные, предоставляемые заказчиком</p>	<p>24.1. Исходные данные Отдела разработки нефтяных и газовых месторождений УРНГМ от 24.05.2019 на 1 л.</p> <p>24.2. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа (УТДНиГ)</p> <p>- Отдела добычи нефти от 28.06.2019 на 6 л.,</p> <p>- Отдела поддержания пластового давления от 24.06.2019 на 2 л.</p> <p>24.3. Технические условия Управления механоэнергетического и метрологического обеспечения (УМЭМО):</p> <p>- Отдела главного механика от 05.07.2019 на 5 л.,</p> <p>- Отдела главного энергетика от 04.07.2019 на 2 л.,</p> <p>- Отдела автоматизации и метрологии от 04.07.2019 на 6 л.,</p> <p>- Отдела трубопроводного транспорта от 01.07.2019 на 4 л.</p> <p>24.4. Технические условия Управления корпоративной безопасности по Пермскому краю (УКБ):</p> <p>- Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам от</p>

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.
--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

32

	<p>28.06.2019 на 1 л.;</p> <p>- Технические условия на разработку проекта Система охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения от 28.06.2019 на 1л.</p> <p>24.5. Исходные данные Управления персоналом на 2 л.</p> <p>24.6. Задание на проектирование УБ «Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения» на 5л.</p> <p>24.7. Типовые технические условия Управления охраны труда, промышленной и экологической безопасности для включения в задание на проектирование объектов строительства (реконструкции) от 15.11.2018 на 4 л.</p> <p>24.8. Типовые технические условия Отдела землеустроительных работ от 30.03.2018 на 5 л.</p> <p>24.9. Типовые технические условия Отдела главного маркшейдера от 17.01.2014 на 1 л.</p> <p>24.10. Технические условия Отдела экспертизы смет от 06.05.2019 на 8 л.</p> <p>24.11. Требования УМТиТО в части данных для заказа оборудования и материалов в составе проектно-сметной документации от 25.04.2019 на 3 л.</p> <p>24.12. Протокол совещания по вопросу выполнения актов натурного обследования от 30.04.2014 на 1 л.</p> <p>24.13. Технические условия Отдела планирования и организации строительства от 07.05.2018 на 1 л.</p> <p>24.14. Указания по формированию раздела «Проект организации строительства» в составе проектной документации на 5 л.</p> <p>24.15. Типовые требования к оформлению и представлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции и капитального ремонта от 23.08.2018 на 5 л.</p> <p>24.16. Типовые технические условия Отдела организации проектных работ от 30.01.2019 на 5 л.</p> <p>24.17. Исходные данные Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю.</p> <p>24.18. Требования по ограничению содержания неметаллических включений для трубопроводов на 1 л.</p> <p>24.19. Перечень оборудования длительного срока изготовления и поставки на 1 л.</p>
--	---

Заказчик:
Начальник Отдела методологии организации строительства


_____ В.А. Никулин

« _____ » _____ 2019г.

Согласовано:
Начальник Отдела управления проектами


_____ Т.И. Дорофеева

« _____ » _____ 2019г.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
Управление разработки нефтяных и газовых месторождений

Дата: 24.05.2019

"Технические условия к проектированию объекта " Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения, кусты №№ 104,111"

№ скважины	Месторождение	Тип скважины	№ куста	Номер скважины	Пласт	Эфф. н/н толщина, а. м	Назначение скважины	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости м ³ /сут	Проемистость, м ³ /сут	Примечание
1	Касибское	наклонно-направленная	104	104	Тл26	6	добывающая	11,8	14,8		
2	Касибское	наклонно-направленная	104	105	Тл26	6	добывающая	11,8	14,8		
3	Касибское	наклонно-направленная	104	115	Тл26		нагнетательная			65,0	
4	Касибское	наклонно-направленная	104	106	Тл26	5	добывающая	9,9	12,4		
5	Касибское	наклонно-направленная	111	111	Тл26	4,3	добывающая	25,3	31,6		
6	Касибское	наклонно-направленная	111	110	Тл26	4,3	добывающая	25,3	31,6		
7	Касибское	наклонно-направленная	111	112	Тл26		нагнетательная			65,0	
8	Касибское	наклонно-направленная	111	113	Тл26	2,5	добывающая	14,7	18,4		
9	Касибское	наклонно-направленная	111	114	Тл26	2,5	добывающая	14,7	18,4		
				9				113,5	141,9	130	

1. Основание для проектирования:

"Дополнение к технологической схеме разработки Касибского нефтяного месторождения Пермского края ", утвержденная Протоколом заседания Северо-Западной нефтегазовой секции №61 от 23.12.2016.

Инвестиционная программа ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на 2022 год.

2. Давление на устье нагнетательных скважин - 190 атм.

Начальник ОМРНГМ

Илкбахар К.М.
56519



В.Г.Пермяков

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

34

Титульная форма ТУ

ТР-07-10-001-13
№ у-691 от 28.12.2013 г.

Технические условия Отдела поддержания пластового давления

Объект: Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения, кусты №№ 104, 111.

Дата: 24.06.2019 г.

1. *Назначение:* Организация системы ППД на кустах №№ 104, 111 (новое бурение).
2. *Цель строительства:* реализация проектных решений по системе ППД
3. *Технические решения:* В качестве водосточника для закачки в скважины №№ 115, 112 Касибского месторождения будет использоваться пресная техническая вода с артезианских скважин.

При проектировании предусмотреть:

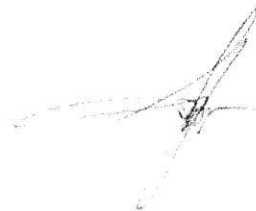
Куст № 104

- ✓ поисково-оценочные работы по водосточнику в районе куста № 104;
- ✓ строительство водозаборной скважины, обеспечивающей систему ППД водой в необходимых объемах, расположение водозаборной скважины определить по результатам поисково-оценочных работ;
- ✓ строительство низконапорного водовода от артезианской скважины до ШНС на кусте № 104;
- ✓ строительство ШНС на кусте № 104;
- ✓ строительство нагнетательного водовода от ШНС до скважины № 115;
- ✓ замер приемистости нагнетательной скважины № 115 определять накладным расходомером «Panametrics»;
- ✓ обустройство нагнетательной скважины № 115: строительство приустьевой площадки, площадки под ремонтный агрегат, установку нагнетательной арматуры.

Куст № 111

- ✓ поисково-оценочные работы по водосточнику в районе куста № 111;
- ✓ строительство водозаборной скважины, обеспечивающей систему ППД водой в необходимых объемах, расположение водозаборной скважины определить по результатам поисково-оценочных работ;
- ✓ строительство низконапорного водовода от артезианской скважины до ШНС на кусте № 111;
- ✓ строительство ШНС на кусте № 111;
- ✓ строительство нагнетательного водовода от ШНС до скважины № 112;
- ✓ замер приемистости нагнетательной скважины № 112 определять накладным расходомером «Panametrics»;
- ✓ обустройство нагнетательной скважины № 112: строительство приустьевой площадки, площадки под ремонтный агрегат, установку нагнетательной арматуры.

Начальник ОПД



А.Р. Брезгин

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

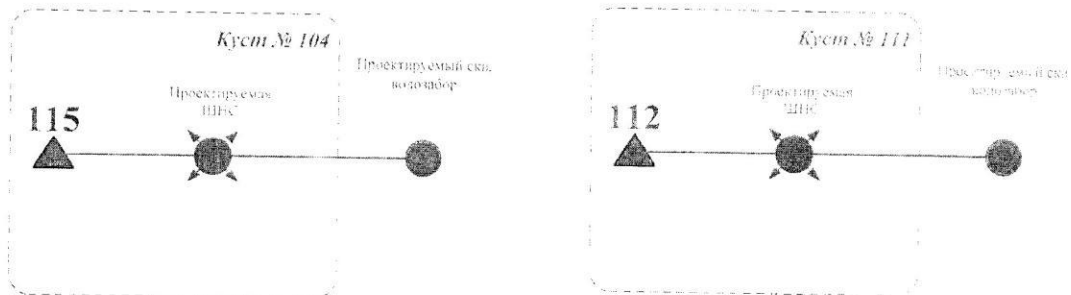
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

35

Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения, кусты №№ 104, 111



Ведущий инженер

Пасопев А.С.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Типовая форма ТУ
 ТР-07-10-001-13
 № у-691 от 28.12.2013 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Отдела добычи нефти Управления технологии добычи нефти и газа

Объект: Строительство объектов обустройства скважин эксплуатационного бурения Касибского месторождения (куст № 104).

Дата: 28.06.2019

1. Исходные данные для проектирования:
 Количество скважин 4 шт, из них 3 добывающих, 1 нагнетательная:
 Скважины добывающие нефтяные - №№ 104, 105, 106.
 Скважина нагнетательная - № 115.
2. Предусмотреть проектом:
 Обустройство скважин
 2.1 Обустройство скважин.
 2.2 Способы эксплуатации скважин – ЭЦН.
 2.3 Для учета жидкости применить замерное устройство дебитов скважин (определить проектом с учетом физико-химических свойств продукции).
 2.4 Монтаж замерного устройства на кустовой площадке № 104.
 2.5 Транспорт продукции трубопроводный.
3. СТРОИТЕЛЬСТВО ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ
 Строительство выкидных линий от скважин до проектируемого замерного устройства, ориентировочной протяженностью до 0,15 км каждая.
 Предусмотреть проектом на основании гидравлических и прочностных расчетов:
 3.1 Протяженность.
 3.2 Диаметр.
 3.3 Тип материала трубы.
 3.4 Рабочее давление.
4. СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕГАЗОСБОРНОГО КОЛЛЕКТОРА
 Строительство коллектора от проектируемого замерного устройства до ППСН «Касибский» ООО «Урал-Ойл».
 Предусмотреть проектом на основании Приложения № 2 с учетом гидравлических и прочностных расчетов:
 4.1 Протяженность.
 4.2 Диаметр.
 4.3 Тип материала трубы.
 4.4 Рабочее давление.
 4.5 Узел подключения с запорной арматурой и обратным клапаном
5. Максимальную нагрузку (объем перекачки) на трубопровод смотреть в Приложении 1;
6. Расположение точки подключения к существующей системе сбора проектным институтом согласовать с ЦДНГ-12, ООО «Урал-Ойл» ;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

37

-
-
- 7. Технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно-насосном оборудовании и в трубопроводах (в зависимости от материала трубы);
- 8. Элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка и площадка под агрегат);
- 9. Нормативный срок эксплуатации трубопроводов: не коррозионностойких – не менее 20 лет, коррозионностойких – не менее 25 лет;
- 10. Технологическая схема сбора и транспорта нефти месторождения с указанием переходов через дороги, водные преграды, средства электрохимзащиты (уточнить проектом и согласовать с Заказчиком);
- 11. Планируемые показатели эксплуатации скважины по данным УРНГМ в Приложение 1;
- 12. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа используются Управлением МЭМО.

Заместитель начальника Отдела добычи нефти



А.В. Жуланов

Шлыков А.А.
Тел. 56-468

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	

Типовая форма ТУ
 ТР-07-10-001-13
 № у-691 от 28.12.2013 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Отдела добычи нефти Управления технологии добычи нефти и газа

Объект: Строительство объектов обустройства скважин эксплуатационного бурения Касибского месторождения (куст № 111).

Дата: 28.06.2019

1. Исходные данные для проектирования:
 Количество скважин 5 шт, из них 4 добывающих, 1 нагнетательная:
 Скважины добывающие нефтяные - №№ 111, 110, 113, 114.
 Скважина нагнетательная - № 112.
2. Предусмотреть проектом:
 Обустройство скважин
 2.1 Обустройство скважин.
 2.2 Способы эксплуатации скважин – ЭЦН.
 2.3 Для учета жидкости применить замерное устройство дебитов скважин (определить проектом с учетом физико-химических свойств продукции).
 2.4 Монтаж замерного устройства на кустовой площадке № 111.
 2.5 Транспорт продукции трубопроводный.
3. СТРОИТЕЛЬСТВО ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ
 Строительство выкидных линий от скважин до проектируемого замерного устройства, ориентировочной протяженностью до 0,15 км каждая.
 Предусмотреть проектом на основании гидравлических и прочностных расчетов:
 3.1 Протяженность.
 3.2 Диаметр.
 3.3 Тип материала трубы.
 3.4 Рабочее давление.
4. СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕГАЗОСБОРНОГО КОЛЛЕКТОРА
 Строительство коллектора от проектируемого замерного устройства до проектируемого НГСК с куста № 104 до ППСН «Касибский» ООО «Урал-Ойл».
 Предусмотреть проектом на основании Приложения № 2 с учетом гидравлических и прочностных расчетов:
 4.1 Протяженность.
 4.2 Диаметр.
 4.3 Тип материала трубы.
 4.4 Рабочее давление.
 4.5 Узел подключения с запорной арматурой и обратным клапаном
5. Максимальную нагрузку (объем перекачки) на трубопровод смотреть в Приложении 1;
6. Расположение точки подключения к существующей системе сбора проектным институтом согласовать с ЦДНГ-12, ООО «Урал-Ойл» ;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

39

- 7. Технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно-насосном оборудовании и в трубопроводах (в зависимости от материала трубы);
- 8. Элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка и площадка под агрегат);
- 9. Нормативный срок эксплуатации трубопроводов: не коррозионностойких – не менее 20 лет, коррозионностойких – не менее 25 лет;
- 10. Технологическая схема сбора и транспорта нефти месторождения с указанием переходов через дороги, водные преграды, средства электрохимзащиты (уточнить проектом и согласовать с Заказчиком);
- 11. Планируемые показатели эксплуатации скважины по данным УРНГМ в Приложение 1;
- 12. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа используются Управлением МЭМО.

Заместитель начальника Отдела добычи нефти



А.В. Жуланов

Шлыков А.А.
Тел. 56-468

Инва. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
Управление разработки нефтяных и газовых месторождений

Дата: 24.05.2019

"Технические условия к проектированию объекта " Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения, кусты №№ 104.111"

№ п/п	Месторождение	Тип скважины	№ куста	Номер скважины	Пласт	Эфф и н толщин а, м	Назначение скважины	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости м ³ /сут	Проницаемост ь, м ³ /сут	Примечани с
1	Касибское	наклонно-направленная	104	104	Тл26	6	добывающая	11,8	14,8		
2	Касибское	наклонно-направленная	104	105	Тл26	6	добывающая	11,8	14,8		
3	Касибское	наклонно-направленная	104	115	Тл26		нагнетательная			65,0	
4	Касибское	наклонно-направленная	104	106	Тл26	5	добывающая	9,9	12,4		
5	Касибское	наклонно-направленная	111	111	Тл26	4,3	добывающая	25,3	31,6		
6	Касибское	наклонно-направленная	111	110	Тл26	4,3	добывающая	25,3	31,6		
7	Касибское	наклонно-направленная	111	112	Тл26		нагнетательная			65,0	
8	Касибское	наклонно-направленная	111	113	Тл26	2,5	добывающая	14,7	18,4		
9	Касибское	наклонно-направленная	111	114	Тл26	2,5	добывающая	14,7	18,4		
				9				113,5	141,9	130	

1. Основание для проектирования:

"Дополнение к технологической схеме разработки Касибского нефтяного месторождения Пермского края ", утвержденная Протоколом заседания Северо-Западной нефтегазовой секции №61 от 23.12.2016.

Инвестиционная программа ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на 2022 год.

2. Давление на устье нагнетательных скважин - 190 атм.

Начальник ОМРНГМ

Илкбахар К.М.
56519


В.Г.Пермяков

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

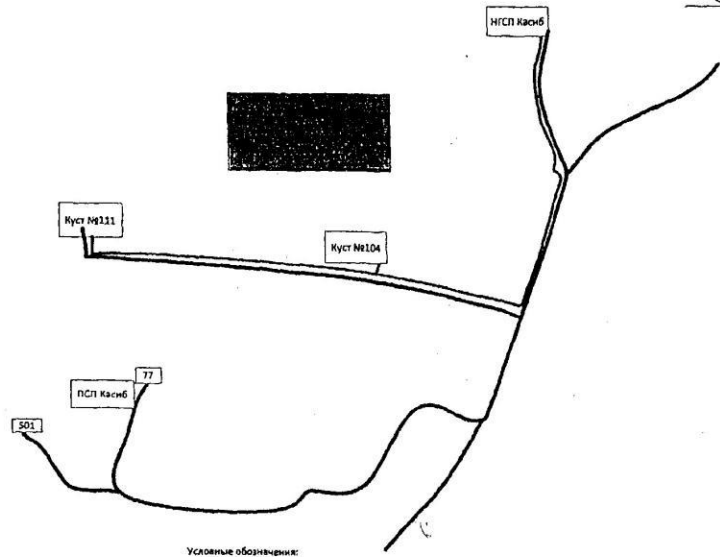
18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

41

Принципиальная технологическая схема для технических условий на объект
«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения, кусты №№ 111, 104»

УТВЕРЖДАЮ
Начальник ЦДНГ №12
2019г.
В.И. Антипин



Условные обозначения:
 ————— Дорога
 - - - - - Проектируемый нефтепровод

СОГЛАСОВАНО
Зам. начальника ЦДНГ №12
2019г.
Д.А. Макаров

СОГЛАСОВАНО
Зам. начальника ЦДНГ №12
2019г.
Д.В. Белых

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ОТДЕЛ ГЛАВНОГО МЕХАНИКА

Наименование инвестиционного мероприятия:	Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения
Основание:	С-25592 от 28.06.19
Дата:	05.07.19

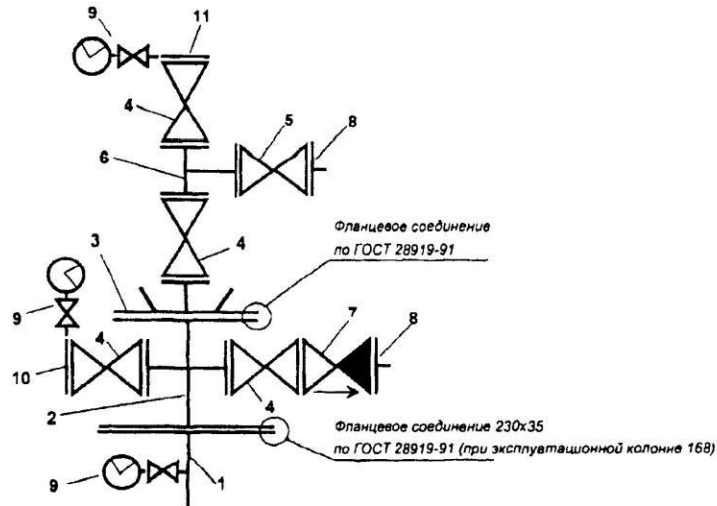
1. Общие требования.

- 1.1 Предусмотреть в проекте оснащение объектов нефтедобычи знаками безопасности согласно стандарту предприятия «Оснащение производственных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» предупредительными знаками безопасности и надписями» СТП-06-016-005-02.
- 1.2 Окраска оборудования согласно стандарту предприятия «Окраска и обозначение оборудования на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» СТП 09-001-2013.
- 1.3 Разработать опросные листы на применяемое оборудование для формирования заказа заводу-изготовителю. Опросные листы согласовать с УТДНИГ и УМЭМО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
- 1.4 Предусмотреть в проектах демонтаж выводимого из эксплуатации оборудования и действующих объектов, а также затраты на эти работы.
- 1.5 Проектом предусмотреть затраты на подготовительные работы, подключение (врезки) к действующим трубопроводам.
- 1.6 Разработать и согласовать программу пуско-наладочных работ (далее - ПНР), согласно РД-07-11.1-001-14 «Требования к пусконаладочным работам оборудования, систем и объектов, завершаемых строительством, ремонтом, реконструкцией и модернизацией».
- 1.7 Проектом предусмотреть затраты на ПНР (индивидуальные испытания и комплексное опробование).

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
										43

2. Обустройство скважин эксплуатационного бурения.

2.1 Предусмотреть проектом обустройство устьев скважин устьевой арматурой при способе эксплуатации ЭЦН:



- 1. Обвязка колонная. 2. Трубная головка. 3. Переводник трубной головки с 2-мя кабельными вводами. 4. Задвижка дисковая ЗД
- 5. Задвижка дисковая штуцерная ЗДШ. 6. Тройник. 7. Клапан обратный регулируемый. 8. Фланец ответный под приварку трубы Φ 89.
- 9. Устройство разрядно-спускное с манометром. 10. Фланец с заглушкой НКТ60 11. Фланец с заглушкой НКТ73.

Технические требования:

Характеристика устьевого оборудования

Диаметр условного прохода ствола, мм.....	65
Диаметр условного прохода боковых струн, мм.....	65
Рабочее давление, МПа.....	14
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150.....	УХЛ1
Скважинная среда.....	нефть
Температура скважинной среды, град.С. не более.....	120
Стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846.....	K1
Срок службы, не менее, лет.....	15
Способ подвешивания скважинного трубопровода.....	в переводнике трубной головки НКТ73 ГОСТ 633-80

Характеристика запорных устройств

Тип запорного устройства.....	завдвижка дисковая (ЗД)
Диаметр условного прохода.....	65
Условное (рабочее давление), МПа.....	14
Герметичность затвора, класс, ГОСТ 9544-93.....	A
Тип присоединения к трубопроводу.....	фланцевое по РД26-16-40-89
Направление потока рабочей среды.....	любое

Характеристика обвязки колонной

Диаметры обвязываемых колонн по ГОСТ 632-80.....	согласно проекту на бурение
Рабочее давление, МПа.....	21
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150.....	УХЛ1
Стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846.....	K1

Прочие требования:

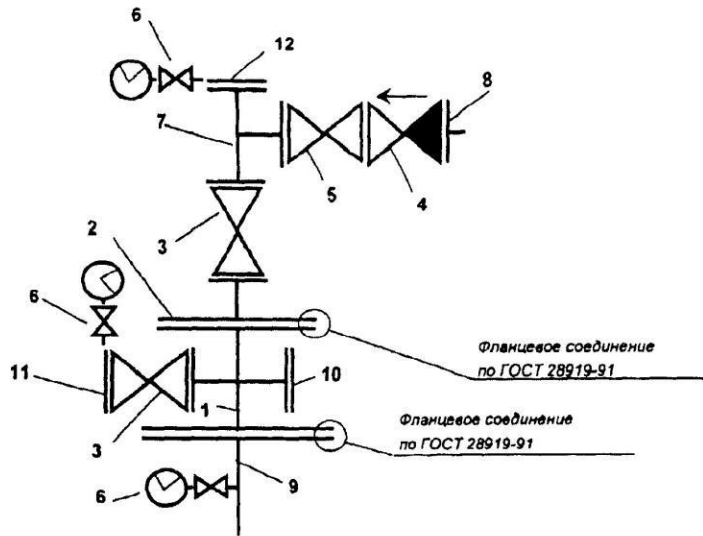
Наличие сертификатов соответствия / деклараций таможенного союза о соответствии ТР ТС 010/2011 на устьевую арматуру, запорные устройства, колонные обвязки

При оснащении скважин депарафинизационными установками предусмотреть площадки обслуживания.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2.2 Предусмотреть проскотом обустройство устьев **нагнетательных** скважин устьевой арматурой:



- 1. Трубная головка. 2. Переводник трубной головки. 3. Задвижка дисковая ЗД.
- 4. Обратный клапан типа КО. 5. Задвижка дисковая штуцерная ЗДШ. 6. Устройство разрядно-спускное с манометром.
- 7. Тройник. 8. Фланец ответный под приварку трубы Ф89. 9. Обвязка колонная. 10. Заглушка. 11. Фланец с заглушкой НКТ60.
- 12. Фланец с заглушкой НКТ73.

Технические требования:

Характеристика устьевого оборудования

Диаметр условного прохода ствола, мм.....	65
Диаметр условного прохода боковых струн, мм.....	65
Рабочее давление, МПа.....	21
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150.....	УХЛ1
Скважинная среда.....	вода техническая, пластовая
Температура скважинной среды, град.С, не более.....	120
Стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846.....	К1
Срок службы, не менее, лет.....	15
Способ подвешивания скважинного трубопровода.....	в переводнике трубной головки НКТ73 ГОСТ 633-80

Характеристика запорных устройств

Тип запорного устройства.....	задвижка дисковая (ЗД)
Диаметр условного прохода.....	65
Условное (рабочее давление), МПа.....	21
Герметичность затвора, класс, ГОСТ 9544-93.....	А
Тип присоединения к трубопроводу.....	фланцевое по РД26-16-40-89
Направление потока рабочей среды.....	любое

Характеристика обвязки колонной

Диаметры обвязываемых колонн по ГОСТ 632-80.....	согласно проекту на бурение
Рабочее давление, МПа.....	21
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150.....	УХЛ1
Стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846.....	К1

Прочие требования:

Наличие сертификатов соответствия/деклараций таможенного союза о соответствии ТР ТС 010/2011 на устьевую арматуру, запорные устройства, колонные обвязки

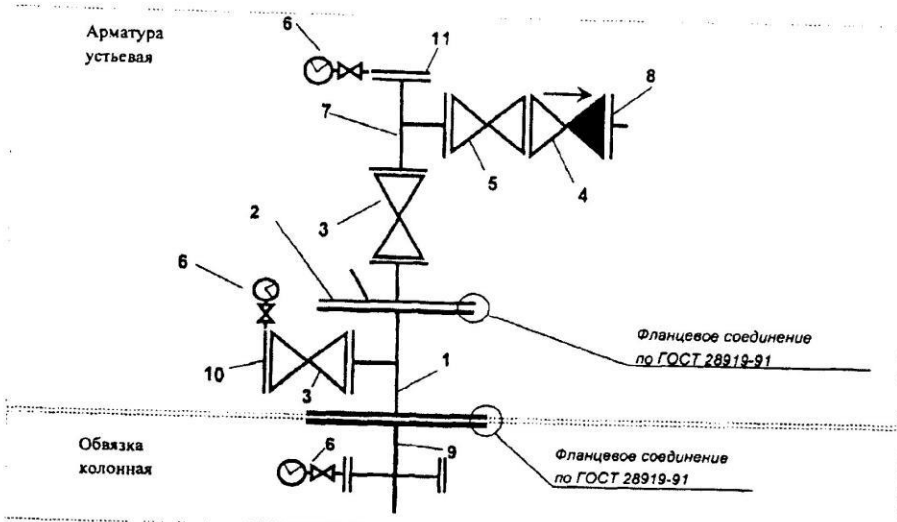
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2.3 Диаметры эксплуатационной и технической колонн в марке колонной головки, а так же тип резьбы определить проектом на бурение (строительство) скважин. Типоразмер фланца колонной головки принять согласно принятой конструкции скважины с учетом типоразмера эксплуатационной колонны с целью возможности монтажа временного противовыбросового оборудования (превентора) на период бурения без переходных катушек. В части конструкции колонных обвязок учесть требования протокола ПАО «ЛУКОЙЛ» № РМ-214 по вопросам предупреждения ГНВП.

3. Обустройство шурфовых насосных установок системы ППД.

3.1 Предусмотреть при строительстве шурфа на кусте скважин:
- Устьевое оборудование:



- 1. Трубная головка (крестовик). 2. Переводник трубной головки с кабельным вводом. 3. Задвижка дисковая ЗД.
- 4. Обратный клапан типа КО. 5. Задвижка дисковая штуцерная ЗДШ. 6. Устройство разрядно-спускное с манометром.
- 7. Тройник. 8. Фланец ответный под приварку трубы Ф89. 9. Обвязка колонная. 10. Фланец с заглушкой НКТ60.
- 11. Фланец с заглушкой НКТ73.

Технические требования:

Характеристика устьевого оборудования

Диаметр условного прохода ствола, мм.....	65
Диаметр условного прохода боковых струн, мм.....	65
Рабочее давление, МПа.....	21 (35) определить проектом
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150.....	УХЛ1
Скважинная среда.....	вода техническая, пластовая
Температура скважинной среды, град.С, не более.....	120
Стойкость к воздействию скважинной среды по ГОСТ 13846.....	К1
Срок службы, не менее, лет.....	15
Способ подвешивания скважинного трубопровода.....	в переводнике трубной головки НКТ73 ГОСТ 633-80

Характеристика запорных устройств

Тип запорного устройства.....	задвижка дисковая (ЗД)
Диаметр условного прохода.....	65
Условное (рабочее давление), МПа.....	21 (35) определить проектом
Герметичность затвора, класс, ГОСТ 9544-93.....	А
Тип присоединения к трубопроводу.....	фланцевое по РД26-16-40-89
Направление потока рабочей среды.....	любое

Прочие требования:

Наличие сертификатов соответствия/деклараций таможенного союза о соответствии ТР ТС 010/2011 на устьевую арматуру, запорные устройства, колонные обвязки

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- типоразмер эксплуатационной (промежуточной) и технической колонны в марке колонной обвязки определить проектом на конструкцию шурфа с учетом габаритных размеров глубинно-насосного оборудования.
- подключение низконапорного водовода к шурфу выполнить через колонную обвязку, при этом определить расчетом необходимый диаметр входных отверстий колонной обвязки, а так же их кол-во (1 или 2).

/Начальник УМЭМО

Начальник ОГМ

Начальник ЦДНГ-12

Начальник СМ ЦДНГ-2

Д.С. Малышкин
56-493

Р.В. Габдульманов

А.И. Устинов

В.И. Антипин

А.В. Попов

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
								47
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

На электроснабжение

Наименование инвестиционного мероприятия:	«Строительство объектов обустройства скважин Касибского месторождения (Кусты 104,111)».
Основание:	СЗ №25592э от 28.06.2019г.
Дата:	04.07.2019г.

1. Категорию надежности электроснабжения потребителей определить проектом.
2. Точку подключения определить в КРУН-10кВ ПС 35/10кВ «Касиб» ОАО «МРСК Урала» Березниковских электрических сетей.
3. Проектом предусмотреть выполнение мероприятий (технических условий) энергоснабжающей организации.
4. Необходимые в ходе проектирования исходные данные и информацию по существующему оборудованию системы электроснабжения запросить в энергоснабжающей организации. Принципиальные технические решения согласовать с ОГЭ УМЭМО в ходе проектирования.
5. Проектом выполнить строительство ВЛ-10кВ (ориентировочная длина 5 км.) самонесущим изолированным проводом СИП-3, изоляцию выполнить на изоляторах ШФ-20Г1 и ПС-70. Трассу проектируемой ВЛ согласовать с владельцами пересекаемых коммуникаций (запросить ТУ на пересечения). Сечение провода ВЛ запроектировать согласно мощности потребителей. В начале отпайки предусмотреть КРУН-СВЛ(10). Для защиты линии от грозовых перенапряжений по всей длине применить разрядники. Марку определить проектом и согласовать с ОГЭ УМЭМО. Провод ЛЭП проверить на потери напряжения при нагрузке максимальным рабочим током и снижению напряжения при пуске наиболее мощного потребителя. Ширина просеки должна быть не менее охранной зоны ЛЭП, принятой на основании Постановления правительства РФ №160 от 24.02.2009 г. (Правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства ...).
6. На проектируемой линии ВЛ-10 кВ на ж/б опорах предусмотреть таблички с нумерацией опор и принадлежности собственника линии. Таблички согласовать со службой энергетиков ЦДНГ-12.
7. Проектом предусмотреть прокладку линии ВЛ-10 кВ (по возможности) вдоль автомобильной дороги для удобства обслуживания.
8. Провести расчёт токов короткого замыкания и расчёт уставок РЗиА на питающей ВЛ-10 кВ, составить карту селективности. Уставки согласовать с ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» и энергоснабжающей организацией.
9. Проектом предусмотреть возможность работы буровой установки.
10. В проекте предусмотреть электроснабжение скважин от однострансформаторных подстанций киоскового типа КТП-10/0,4 кВ, силовой трансформатор применить марки ТМГ в комплекте с предохранительным клапаном. Место расположения КТП и мощность силового трансформатора определить проектом. От уровня земли КТП поднять на высоту 0,6 м с устройством площадок обслуживания.
11. Предусмотреть распределительную коробку 0,4 кВ с разъемом 63А (3Р+N+E) для подключения оборудования бригад по ремонту скважин. Распределительная коробка должна иметь внутренний замок. Коробку установить на трубе, основание забетонировать, расположить возле каждого КТП-10/0,4 кВ, подключить от отдельного автомата 0,4 кВ 63 А. Марку и сечение кабеля определить проектом.
12. Рассмотреть необходимость установки устройств компенсации реактивной мощности.

1

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

48

13. Электроснабжение скважин выполнить бронированным силовым кабелем с медными токоведущими жилами, проложенными в траншее (земле) на глубине не менее 1 метра с прокладкой сигнальной ленты, сечение токоведущих жил и марку кабеля определить проектом. Трассу КЛ-0.4 кВ проложить с минимальным количеством пересечений с трубопроводами и проездами.
14. Произвести выбор автоматических выключателей в РУ-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ исходя из рабочих нагрузок, а также предусмотреть резервные.
15. Проектом предусмотреть защитное заземление и уравнивание потенциалов оборудования.
16. Наружное и внутреннее освещение выполнить на энергосберегающих источниках света.
17. На въезде на кустовые площадки скв.104,111 проектом предусмотреть места для подключения и заземления пожарной техники и установку табличек в местах заземления техники.
18. При проектировании электрооборудования применять энергоэффективное оборудование с предоставлением расчета индикатора энергетической эффективности в соответствии с Постановлением Правительства РФ №600 от 17.06.2015г. Расчет параметров энергоэффективности выполнить в виде приложения к энергетическому паспорту.
19. Основные проектные решения, опросные листы на материалы и оборудование согласовать с ОГЭ на стадии разработки утверждаемой части.
20. Разработать программу и порядок проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования в соответствии с РД-07-11.1-001-14.
21. Проект должен быть согласован в установленном порядке, а также в ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ».
22. В сметах предусмотреть:
 - Затраты на обеспечение строительства на период обустройства сетей электроснабжения;
 - Затраты на пусконаладочные работы в полном объеме;
 - Затраты на покраску оборудования в соответствии со стандартом СТП-09-001-2013;
 - Затраты на технологическое присоединение.

Начальник Управления МЭМО



Р.В. Габдульманов

Зам. начальника ОГЭ



Р.Т. Шарафутдинов

Начальник Службы энергетиков
ЦДНГ-12



Е.П. Коньшин

О.Н. Шишкин
23-56-533

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
							49



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ И МЕТРОЛОГИИ

Наименование инвестиционного мероприятия:	Для разработки ПСД: «Строительство и обустройство скважин эксплуатационного бурения Касибского месторождения» (куст №111)
	С-25592э
Дата:	04.07.2019г.

1. Общие требования

1.1. Проектирование выполнить в объеме достаточном для безопасной эксплуатации технологических объектов без постоянного присутствия оперативного персонала, в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ, постановлений правительства РФ, действующих нормативных документов федеральных органов исполнительной власти (надзорных органов).

1.2. Проектирование выполнить в соответствии с:

- требованиями СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа. Общие требования»;
- требованиями СТО ЛУКОЙЛ 1.14 «Система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение в Группе "ЛУКОЙЛ". Основные положения»;
- типовыми техническими решениями, применяемыми в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;
- технической документацией на применяемое оборудование (установок, оборудования для сбора и подготовки нефти и газа);

1.3. Выбор технологии построения сети передачи данных с объектов добычи нефти и газа осуществить с учётом экономической оценки способов (вариантов) и совокупной стоимости владения на горизонте 10 лет.

1.4. При разработке проектной документации учитывать реализацию проектных решений смежных и зависимых проектов.

2. Требования к техническому обеспечению систем автоматизации.

2.1. Все применяемое оборудование должно удовлетворять современным требованиям энергоэффективности, экологической безопасности, иметь положительный опыт эксплуатации в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

2.2. Системы замера дебита, системы контроля пуска, останова скважин, должны иметь выход на диспетчерский пункт, ППСН «Касибский», в информационные системы Общества, ООО «Урал-Ойл».

2.3. Сбор данных со станций управления технологическим оборудованием куста, замерных устройств и т.п. организовать по беспроводным каналам связи.

1

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

50

- 2.4. Выбор замерных устройств (ЗУ) осуществить с учётом дебита, физико-химических свойств жидкости со скважин.
- 2.5. Однотипные технические средства по функциональному назначению, применяемые в системах автоматизации и телемеханизации, должны быть взаимозаменяемыми.
- 2.6. Исполнение оборудования должно обеспечивать степень защиты по ГОСТ 14254 не ниже IP65 для установки на улице и IP42 для установки внутри помещений. Во взрывоопасных зонах с соответствующим уровнем защиты.
- 2.7. Применяемые приборы КИП должны обладать функцией самодиагностики.
- 2.8. Модули передачи данных (МПД) и комплектно поставляемые системы автоматизации должны подключаться к АСУТП объектов добычи нефти и газа с использованием стандартных протоколов приема/передачи цифровых данных. Применяемые протоколы согласовать с УМЭМО.
- 2.9. В ОЛ на комплектно поставляемое НГПО включить требования по комплектации МПД внутри шкафного исполнения и типовую (стандартную) карту ModBus регистров (карта адресов).
- 2.10. Для существующего парка оборудования согласовать с производителем СУ монтаж МПД в станции управления на DIN-рейку и схемы подключения.
- 2.11. МПД конструктивно должен обеспечивать возможность оперативной замены модема при изменении стандарта сети передачи данных.
- 2.12. Предусмотреть резерв средств измерений, технических средств автоматизации, включая сменные конструктивные блоки (модули) в количестве 5% по каждому типу оборудования, но не менее одной штуки.

3. Требования к метрологическому обеспечению

- 3.1. Все проектируемые средства измерений должны быть утвержденного типа.
- 3.2. Единицы величин СИ, применяемых в системах автоматизации, должны удовлетворять требованиям постановления Правительства РФ «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации». № 879 от 31.10.2009. Единицы измерения давления МПа (кПа).
- 3.3. Проектом определить отнесение измерений, выполняемых на проектируемом технологическом процессе (объекте) к сфере ГРОБИ.
- 3.4. Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать обязательным метрологическим требованиям к измерениям, а при их отсутствии устанавливаться проектировщиком с учетом влияния указанных характеристик на безопасность, экономичность, управляемость и другие свойства объекта автоматизации по каждому из измеряемых параметров данного технологического процесса.

4. Требования к программному обеспечению систем автоматизации.

- 4.1. Доработать прикладное ПО оборудования «среднего» и «верхнего» уровня существующей АСУТП объектов добычи нефти и газа.
- 4.2. Предусмотреть возможность дистанционного останова скважин при отсутствии свободной емкости на нефтесборных пунктах системы сбора (ДНС, НГСП, УПСВ и т.д.).

5. Требования к информационной безопасности.

- 5.1. Информационная безопасность должна обеспечиваться техническими, программными и организационными мерами, которые полностью исключают возможность несанкционированного доступа к информационным или управляющим функциям системы.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

5.2. Обеспечение требований информационной безопасности необходимо выполнить с учетом требований: Федерального закона №187-ФЗ от 26.07.2017 г. «О безопасности критической информационной инфраструктуры РФ», приказ ФСТЭК России №31 от 14.03.2014; раздела 6.8 документа СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015; документа Технические требования по обеспечению информационной безопасности в автоматизированных системах управления технологическими процессами», Москва, 2017; документа «Архитектура сетевого взаимодействия АСУТП и ЛВС. Требования по обеспечению ИБ при подключении АСУТП». Версия 1.0, Москва. 2015 год; ТУ УКБ.

6. Требования к передаче данных.

- 6.1. Каналы передачи данных от кустовых площадок до оборудования «верхнего» уровня АСУТП объектов добычи нефти и газа организовать в соответствии с ТУ ОИТ и С.
- 6.2. Должна быть обеспечена возможность синхронизации времени МПД, ПЛК и АРМ от сервера точного времени.

7. Требования к документации

- 7.1. Разработать раздел «Метрологическое обеспечение», согласовать с ОА и М УМЭМО.
- 7.2. Разработать раздел «Информационная безопасность»; при подключении объектов к СТМ проектные решения согласовать с ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии».
- 7.3. На стадии разработки ПД согласовать: номенклатуру параметров технологического процесса, подлежащих измерению, регулированию или контролю с УТДНГ, УМЭМО; ведомость (карточку оборудования) с УМЭМО; функциональную схему автоматизации, план расположения оборудования и коммуникаций, план кабельных трасс по площадкам проектирования на объекте с ЦДНГ, УМЭМО.
- 7.4. На стадии разработки рабочей документации согласовать с ЦДНГ: схему интерфейсных линий связи; схему размещения компонентов автоматизации; план кабельных трасс; опросные листы и заказные спецификации; схему соединений внешних проводок и подключений.
- 7.5. Раздел Системы пожарной сигнализации, пожарно-охранной сигнализации» выполнить в соответствии с ТУ УКБ, отдельно от раздела «Автоматизация комплексная».
- 7.6. Разработать программу пуско-наладочных работ с учётом требований СП 77.13330.
- 7.7. Предусмотреть затраты (сметы):
- на СМР, ШМР, ИИ и КО оборудования проектируемых систем;
 - на подготовительные работы, подключение (врезки приборов, закладных, конструкций, переходов) к действующим коммуникациям;
 - на доработку программного обеспечения компонентов действующей системы автоматизации, информационных систем Общества, ООО «Урал-Ойл»;
 - на метрологическое обеспечение.
- 7.8. Разработанная документация (ПД, РД) должна пройти экспертизу в ОА и М УМЭМО.

Начальник УМЭМО

Р.В. Габдульманов

Начальник отдела – Главный метролог

Д.В. Колчин

3

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

52

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ И МЕТРОЛОГИИ

Наименование инвестиционного мероприятия:	Для разработки ПСД: «Строительство и обустройство скважин эксплуатационного бурения Касибского месторождения» (куст №104)
	С-25592э
Дата:	04.07.2019г.

1. Общие требования

1.1. Проектирование выполнить в объеме достаточном для безопасной эксплуатации технологических объектов без постоянного присутствия оперативного персонала, в соответствии с требованиями действующего законодательства РФ, постановлений правительства РФ, действующих нормативных документов федеральных органов исполнительной власти (надзорных органов).

1.2. Проектирование выполнить в соответствии с:

- требованиями СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами и производством. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа. Общие требования»;
- требованиями СТО ЛУКОЙЛ 1.14 «Система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение в Группе "ЛУКОЙЛ". Основные положения»;
- типовыми техническими решениями, применяемыми в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;
- технической документацией на применяемое оборудование (установок, оборудования для сбора и подготовки нефти и газа);

1.3. Выбор технологии построения сети передачи данных с объектов добычи нефти и газа осуществить с учётом экономической оценки способов (вариантов) и совокупной стоимости владения на горизонте 10 лет.

1.4. При разработке проектной документации учитывать реализацию проектных решений смежных и зависимых проектов.

2. Требования к техническому обеспечению систем автоматизации.

2.1. Все применяемое оборудование должно удовлетворять современным требованиям энергоэффективности, экологической безопасности, иметь положительный опыт эксплуатации в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

2.2. Системы замера дебита, системы контроля пуска, останова скважин, должны иметь выход на диспетчерский пункт, ППСН «Касибский», в информационные системы Общества, ООО «Урал-Ойл».

2.3. Сбор данных со станций управления технологическим оборудованием куста, замерных устройств и т.п. организовать по беспроводным каналам связи.

1

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- 2.4. Выбор замерных устройств (ЗУ) осуществить с учётом дебита, физико-химических свойств жидкости со скважин.
- 2.5. Однотипные технические средства по функциональному назначению, применяемые в системах автоматизации и телемеханизации, должны быть взаимозаменяемыми.
- 2.6. Исполнение оборудования должно обеспечивать степень защиты по ГОСТ 14254 не ниже IP65 для установки на улице и IP42 для установки внутри помещений. Во взрывоопасных зонах с соответствующим уровнем защиты.
- 2.7. Применяемые приборы КИП должны обладать функцией самодиагностики.
- 2.8. Модули передачи данных (МПД) и комплектно поставляемые системы автоматизации должны подключаться к АСУТП объектов добычи нефти и газа с использованием стандартных протоколов приема/передачи цифровых данных. Применяемые протоколы согласовать с УМЭМО.
- 2.9. В ОЛ на комплектно поставляемое НГПО включить требования по комплектации МПД внутри шкафного исполнения и типовую (стандартную) карту ModBus регистров (карта адресов).
- 2.10. Для существующего парка оборудования согласовать с производителем СУ монтаж МПД в станции управления на DIN-рейку и схемы подключения.
- 2.11. МПД конструктивно должен обеспечивать возможность оперативной замены модема при изменении стандарта сети передачи данных.
- 2.12. Предусмотреть резерв средств измерений, технических средств автоматизации, включая сменные конструктивные блоки (модули) в количестве 5% по каждому типу оборудования, но не менее одной штуки.

3. Требования к метрологическому обеспечению

- 3.1. Все проектируемые средства измерений должны быть утвержденного типа.
- 3.2. Единицы величин СИ, применяемых в системах автоматизации, должны удовлетворять требованиям постановления Правительства РФ «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации». № 879 от 31.10.2009. Единицы измерения давления МПа (кПа).
- 3.3. Проектом определить отнесение измерений, выполняемых на проектируемом технологическом процессе (объекте) к сфере ГРОБИ.
- 3.4. Метрологические характеристики средств измерений должны соответствовать обязательным метрологическим требованиям к измерениям, а при их отсутствии устанавливаться проектировщиком с учетом влияния указанных характеристик на безопасность, экономичность, управляемость и другие свойства объекта автоматизации по каждому из измеряемых параметров данного технологического процесса.

4. Требования к программному обеспечению систем автоматизации.

- 4.1. Доработать прикладное ПО оборудования «среднего» и «верхнего» уровня существующей АСУТП объектов добычи нефти и газа.
- 4.2. Предусмотреть возможность дистанционного останова скважин при отсутствии свободной емкости на нефтесборных пунктах системы сбора (ДНС, НГСП, УПСВ и т.д.).

5. Требования к информационной безопасности.

- 5.1. Информационная безопасность должна обеспечиваться техническими, программными и организационными мерами, которые полностью исключают возможность несанкционированного доступа к информационным или управляющим функциям системы.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

5.2. Обеспечение требований информационной безопасности необходимо выполнить с учетом требований: Федерального закона №187-ФЗ от 26.07.2017 г. «О безопасности критической информационной инфраструктуры РФ», приказ ФСТЭК России №31 от 14.03.2014; раздела 6.8 документа СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015; документа «Технические требования по обеспечению информационной безопасности в автоматизированных системах управления технологическими процессами», Москва, 2017; документа «Архитектура сетевого взаимодействия АСУТП и ЛВС. Требования по обеспечению ИБ при подключении АСУТП». Версия 1.0, Москва. 2015 год; ТУ УКБ.

6. Требования к передаче данных.

6.1. Каналы передачи данных от кустовых площадок до оборудования «верхнего» уровня АСУТП объектов добычи нефти и газа организовать в соответствии с ТУ ОИТ и С.

6.2. Должна быть обеспечена возможность синхронизации времени МПД, ПЛК и АРМ от сервера точного времени.

7. Требования к документации

7.1. Разработать раздел «Метрологическое обеспечение», согласовать с ОА и М УМЭМО.

7.2. Разработать раздел «Информационная безопасность»; при подключении объектов к СТМ проектные решения согласовать с ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии».

7.3. На стадии разработки ПД согласовать: номенклатуру параметров технологического процесса, подлежащих измерению, регулированию или контролю с УТДНГ, УМЭМО; ведомость (карточку оборудования) с УМЭМО; функциональную схему автоматизации, план расположения оборудования и коммуникаций, план кабельных трасс по площадкам проектирования на объекте с ЦДНГ, УМЭМО.

7.4. На стадии разработки рабочей документации согласовать с ЦДНГ: схему интерфейсных линий связи; схему размещения компонентов автоматизации; план кабельных трасс; опросные листы и заказные спецификации; схему соединений внешних проводок и подключений.

7.5. Раздел Системы пожарной сигнализации, пожарно-охранной сигнализации» выполнить в соответствии с ТУ УКБ, отдельно от раздела «Автоматизация комплексная».

7.6. Разработать программу пуско-наладочных работ с учётом требований СП 77.13330.

7.7. Предусмотреть затраты (сметы):

- на СМР, ШМР, ИИ и КО оборудования проектируемых систем;
- на подготовительные работы, подключение (врезки приборов, закладных, конструкций, переходов) к действующим коммуникациям;
- на доработку программного обеспечения компонентов действующей системы автоматизации, информационных систем Общества, ООО «Урал-Ойл»;
- на метрологическое обеспечение.

7.8. Разработанная документация (ПД, РД) должна пройти экспертизу в ОА и М УМЭМО.

Начальник УМЭМО

Р.В. Габдульманов

Начальник отдела – Главный метролог

Д.В. Колчин

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОТДЕЛ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Наименование инвестиционного мероприятия:	«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (Кусты 104, 111)»
Основание:	Служебная записка № 25592з от 28.06.2019
Дата:	01.07.2019

Диаметр и толщину стенки трубопроводов предусмотреть проектом на основании гидравлического расчёта, согласовать с Заказчиком. Тип трубопроводов принять в коррозионно-стойком исполнении на основании «Унифицированного сортамента для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», согласовать с Заказчиком.

Протяжённость трубопроводов уточнить при проектировании.

Рабочее давление нефтепроводов определить на основании гидравлического расчёта. Давление испытания нефтепроводов принять не менее 4,0 МПа.

Выбрать трассу проектируемых трубопроводов оптимальной в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014: наименьшая протяжённость, минимальное число поворотов, минимальное количество пересечений с водными преградами, автодорогами и ЛЭП. Максимально использовать существующий коридор коммуникаций. Выбор трассы на начале инженерных изысканий согласовать с ЦДНГ и в Управлении МЭМО.

Предусмотреть проектом установку постоянных знаков с информацией о местоположении оси трубопровода, в соответствии с требованиями НД.

Определить проектом необходимость и способ очистки нефтепроводов, согласовать с Заказчиком.

На проектируемых трубопроводах и в начале каждого ответвления предусмотреть установку секущих полнопроходных задвижек в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014. На ограждении запорной арматуры предусмотреть запрещающие и опознавательные знаки.

Определить проектом целесообразность применения средств борьбы с наружной коррозией путём защиты трубопровода с использованием средств ЭХЗ, в случае не применения системы ЭХЗ подтвердить технико-экономическим обоснованием.

Проектом определить необходимую мощность каждой проектируемой станции с учетом энергоэффективности, а также предусмотреть техническую возможность станций в случае необходимости использовать (подключать) функцию телеметрии. При проектировании КИП, предусматривать их исполнение из композитных материалов. При необходимости применения ЭХЗ проектирование выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2016 и с учётом существующих систем ЭХЗ.

В случаях установки новых станций и необходимости электроснабжения потребителей точки подключения к энергосистеме, согласовать с отделом главного энергетика на стадии разработки проектной документации (утверждаемой части).

Предусмотреть проектом нормативный срок эксплуатации коррозионно-стойких трубопроводов – не менее 25 лет.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

56

Проектом предусмотреть все затраты на подключение нового трубопровода к существующим промышленным коммуникациям. Работы по врезке выполнять силами подрядной организации выполняющей СМР с привлечением специализированной подрядной организации, согласованной Заказчиком (Управление МЭМО).

В проекте доработать существующий Технологический регламент, программу и порядок проведения индивидуальных испытаний трубопроводов и комплексного опробования оборудования с учётом требований СНиП, СТП и соответствующих обоснований, провести согласование в инспектирующих органах.

В соответствии с требованием постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 №87 разработать мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействий на экосистему региона.

Приложение: Принципиальная схема трубопроводов на 2 л. в 1 экз.

Начальник Управления МЭМО

Р.В. Габдульманов

И.о.зам.начальника ОТТ Управления МЭМО

Д.С. Филатов

Начальник ЦДНГ-12

В.И. Антипин

Начальник службы механиков ЦДНГ-12

А.В. Попов

К.В. Воскресенский
56-306

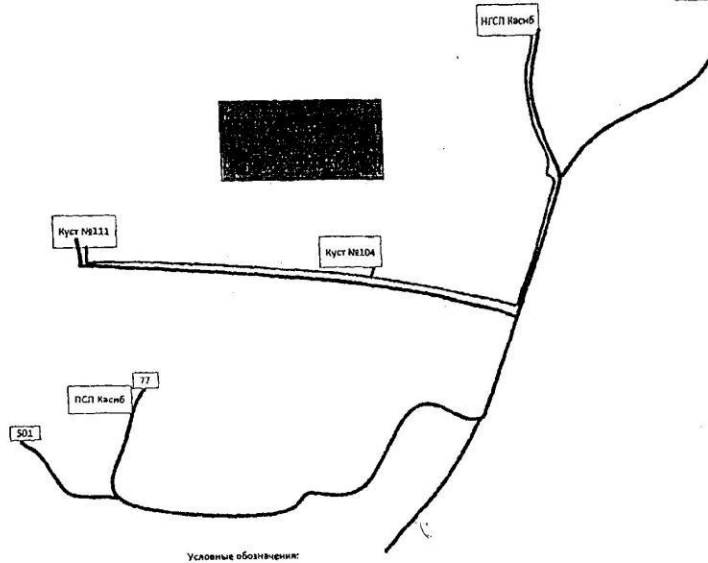
2

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	57	

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Принципиальная технологическая схема для технических условий на объект
«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения, кусты №№ 111, 104»

УТВЕРЖДАЮ
Начальник ЦДНГ №12
25.08.2019г.
В.И. Антипин



Условные обозначения:
 Дорога
 Проектируемый нефтепровод

СОГЛАСОВАНО
Зам. начальника ЦДНГ №12
25.08.2019г.
Д.А. Макаров

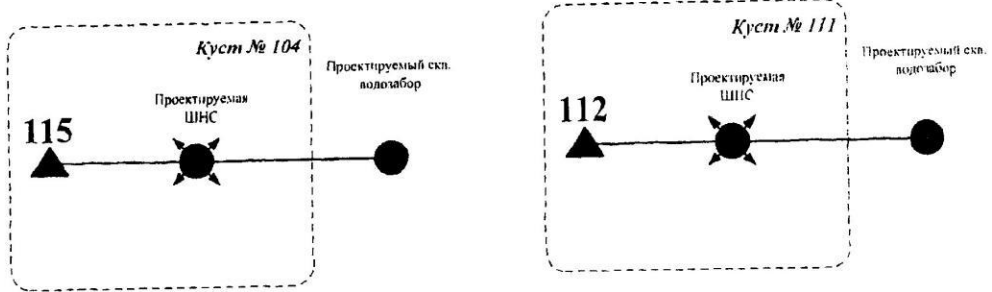
СОГЛАСОВАНО
Зам. начальника ЦДНГ №12
25.08.2019г.
Д.В. Бельшев

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения, кусты №№ 104, 111



Ведущий инженер

Насонов А.С.

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам для включения в специально разрабатываемый раздел проекта (АТ) либо для включения в раздел «Проект организации строительства» (ПОС) (Основание: Постановление Правительства РФ от 15.02.2011 № 73)

Управление корпоративной безопасности по Пермскому региону

Объект: 'Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (Кусты 104, 111)'.
 Номер:
 Дата: 28.06.2019

1. Доступ физических лиц, транспортных средств и грузов на объекты ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» регулируется «Положением о пропускном и внутриобъектовом режимах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в действующей редакции.
2. Охрана объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осуществляется в соответствии с договором на услуги охраны с ООО Агентство «ЛУКОМ-А-Пермь», в действующей редакции.
3. Охрану материальных ценностей и имущества на объекте в период строительства, до передачи его в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», осуществляет подрядная организация, выполняющая данные работы.
4. На территории деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» установлен режим охраны конфиденциальности информации, утвержденный в соответствии с Приказом Генерального директора, в действующей редакции. Приказом определен режим обращения, хранения, передачи и уничтожения конфиденциальной информации.
5. Подрядным организациям, перед началом выполнения работ по проекту, разработать и подготовить порядок оповещения и взаимодействия между подрядными организациями, службами заказчика, межрайонными отделами МВД РФ при возникновении признаков террористической угрозы или совершения террористических актов, проектные решения и мероприятия по охране объекта в период строительства.
6. Документации по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам, должна находиться на объекте строительства.

Составил:
 Ведущий специалист ОКБ ОНД
 по Пермскому региону



А.Б. Богоявленский

1

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	60	

18z1826-PD-PZ2.TЧ

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
на разработку проекта
Система охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения

Управление корпоративной безопасности по Пермскому региону

Объект: 'Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (Кусты 104, 111)'.
Номер:
Дата: 28.06.2019

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В случае необходимости проектирования систем пожарной сигнализации, систем пожаротушения руководствоваться данными техническими условиями.

Состав комплекса

Проектируемая система должна соответствовать нормам и правилам российских стандартов, обеспечивать комплексное решение вопросов безопасности объекта, включать следующие компоненты:

- система охранно-пожарной сигнализации зданий и помещений;
- система пожаротушения

2. ТРЕБОВАНИЯ К КОМПЛЕКСУ

При проектировании учесть существующие системы охранной, пожарной и охранной сигнализации на объектах. Вывод сигналов «неисправность», «внимание», «пожар» уточнить при проектировании, передачу сигнала осуществить по каналам телемеханики ЦДНГ-1 или используя радиоканал, либо GSM-модем. Предпочтение отдавать оборудованию производства НПО «Болид».

3. СИСТЕМА ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ И ПОЖАРОТУШЕНИЯ

Систему пожарной сигнализации и пожаротушения выполнить в соответствии с действующими нормативными документами, обеспечить защиту вновь возводимых и реконструируемых помещений. На одном шлейфе сигнализации расположить не более трех рядом расположенных помещений. Запись и хранение сообщений осуществить в журнале событий приемно-контрольного прибора.

4. СИСТЕМА БЕСПЕРЕБОЙНОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

Система бесперебойного питания должна обеспечивать плавный переход на резервный источник питания без перебоев в питании и в работе пожарной сигнализации. Для обеспечения бесперебойности работы системы пожарной сигнализации предусмотреть источники бесперебойного питания, в соответствии с требованиями руководящих документов.

Система должна обеспечивать работу:

- автоматическую подзарядку аккумуляторов при наличии сети 220 В/50 Гц;
- сигнализацию о переходе на резервное электроснабжение;
- поддержание работы пожарной сигнализации при кратковременном пропадании сети 220 В/50 Гц;
- сигнализацию о критическом разряде аккумуляторных батарей.

В соответствии с Указанием Президента ПАО «ЛУКОЙЛ» от 28.08.2015 № ВА-30/у разработка и реализация данного раздела проекта находится в компетенции ООО Техцентр «ЛУКОМ-А», тел. (342) 238-82-00.

Ведущий специалист УКБ по ПР

А.Б. Богоявленский

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

61

Исходные данные для разработки проектно-сметной документации по проекту «Строительство объектов обустройства скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111) и организация системы ППД на кустах ЦДНГ № 12»

1. Скважины кустов №№ 104, 111 и система ППД Касибского месторождения находятся в зоне ответственности бригады по добыче нефти и газа № 1207 ЦДНГ-12. Дополнительной численности на обслуживание скважин и системы ППД не требуется.

2. Численность бригады по добыче нефти и газа № 1207 - 45 человек, в том числе:
 мастер по добыче нефти, газа и конденсата - 2 чел.,
 оператор по добыче нефти и газа 6 разряда - 1 чел.,
 оператор по добыче нефти и газа 5 разряда - 12 чел.,
 оператор по добыче нефти и газа 4 разряда - 30 чел.

3. Режим работы:

3.1. Для мастеров по добыче нефти, газа и конденсата:

Сменный/суммированный учет рабочего времени.

Смена (день) с 08:00 до 20:00, продолжительность смены 11 часов;

Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12:00 до 13:00.

3.2. Для операторов по добыче нефти и газа предусмотрено 2 режима работы:

Сменный/суммированный учет рабочего времени.

Первая смена (день) с 08:00 до 20:00, продолжительность смены 11 часов.

Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12:00 до 13:00.

Вторая смена (ночь) с 20:00 до 08:00, продолжительность смены 11,5 часов.

Перерыв для отдыха и питания 0,5 часа с 00:00 до 00:30.

4. Бригада по добыче нефти и газа № 1207 базируется в опорном пункте бригады.

5. Ежегодный оплачиваемый отпуск мастеров по добыче нефти, газа и конденсата и операторов по добыче нефти и газа 28 календарных дней.

Дополнительный оплачиваемый отпуск за работу во вредных условиях труда операторов по добыче нефти и газа до 7 календарных дней.

Дополнительный оплачиваемый отпуск за ненормированный рабочий день у мастеров по добыче нефти, газа и конденсата – 4 календарных дня.

6. Медицинское обслуживание работников осуществляется в здравпункте, расположенном в здании административно-бытового корпуса ЦДНГ №12 и в ближайших учреждениях здравоохранения.

7. Ежегодные периодические медицинские осмотры работников, чья работа связана с воздействием вредных производственных факторов или опасных для здоровья веществ, проводятся персоналом специализированных медицинских организаций в соответствии с Приказом Минздравсоцразвития РФ от 12.04.2011 № 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические осмотры (обследования), и порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда».

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

62

8. Питание работников организовано в комнате приема пищи опорного пункта бригады.

Начальник Отдела ОТиЗП



И.В. Шабалина

Щелокова Н.Н.
56-186

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					18z1826-PD-PZ2.ТЧ	Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора
по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»



В.А. Яценко

20__ г

**ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ
«СТРОИТЕЛЬСТВО И ОБУСТРОЙСТВО СКВАЖИН
КАСИБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»**

Начальник Управления разработки
нефтяных и газовых месторождений

Т.Р. Балдина

«__» 20__

Начальник Управления по бурению

И.В. Шерстнев

«__» 20__

Пермь, 2019

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

64

Направление проектирования	Требования Заказчика
1. Наименование месторождения (площади).	Касибское месторождение
2. Государство, область, район	Российская Федерация, Пермский край
3. Номер нефтерайона	17А
4. Основание для проектирования	«Дополнение к технологической схеме разработки Касибского нефтяного месторождения Пермского края» (протокол заседания Северо-Западной нефтегазовой секции № 61 от 23.12.2016).
5. Цель бурения	Эксплуатационное
6. Назначение скважин	Эксплуатационные, нагнетательные
7. Проектный эксплуатационный горизонт	Тульский горизонт (Тл26).
8. Проектный базисный горизонт	Тульский горизонт (Тл26).
9. Номера скважин, строящихся по данному проекту	<p>Куст № 104: скв. № 115 – нагнетательные наклонно-направленные; скв. № 104, 105, 106 – добывающие наклонно – направленные.</p> <p>Куст № 111: скв. № 112 – нагнетательные наклонно-направленные; скв. № 111, 110, 113, 114 – добывающие наклонно – направленные.</p> <p>Данные по назначению и типам скважин приведены в приложении 1.</p>
10. Геолого-техническая информация.	<p>Согласно проектной документации на разработку месторождения «Дополнение к технологической схеме разработки Касибского нефтяного месторождения Пермского края» (протокол заседания Северо-Западной нефтегазовой секции № 61 от 23.12.2016).</p> <p>Стратиграфический разрез, литология, интервалы осложнений, давление и температура по разрезу скважины, газо-, водо- и нефтенасыщенность – база данных проектировщика.</p>
11. Профиль ствола скважины	<p>Расчет проектировщика.</p> <p>Отклонение по вертикали при наклонно-направленном бурении согласно расчетному профилю проектировщика.</p>
12. Конструкция забоя	<p>Для наклонно-направленных скважин эксплуатационная колонна спускается на проектную глубину, перекрывая продуктивный пласт, скважина цементируется до устья с последующей перфорацией.</p> <p>Глубина наклонно-направленных скважин ниже отметки ВНК Тл26 на 30-40 м.</p>
13. Радиус круга допуска, м.	50
14. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град./10м.	Устанавливается проектировщиком
15. Расстояние между устьями скважин, м.	13,5
16. Отбор кернa, м.	В одной из скважин куста. Метраж отбора кернa устанавливается проектировщиком.
17. Конструкция скважин.	Устанавливается проектировщиком с обеспечением минимальных сроков бурения, металлоемкости и требований охраны недр при обеспечении и качества

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

65

	построенной скважины в соответствии «Дополнение к технологической схеме разработки Касибского нефтяного месторождения Пермского края» (протокол заседания Северо-Западной нефтегазовой секции № 61 от 23.12.2016); «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНПП, утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 12.03.2013 №101).
18. Тип и грузоподъемность буровой установки.	Устанавливается проектировщиком, в соответствии с требованиями п.135 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора РФ от 12.03.2013 №101).
19. Вид привода.	Электрический.
20. Тип и количество буровых насосов.	Устанавливается проектировщиком, согласно программы гидравлических расчетов с необходимостью обеспечения резерва.
21. Вид монтажа.	Повторный монтаж БУ, передвижка в кусте. Вид монтажа должен обеспечивать оптимальные сроки выскоомонтажных работ с соблюдением действующих норм и требований.
22. Система очистки бурового раствора.	Предусмотреть четырехступенчатую систему очистки бурового раствора.
23. Тип и параметры промывочной жидкости.	Применение буровых растворов, обеспечивающих высокое качество первичного вскрытия и устойчивость ствола скважины. Предусмотреть блок дополнительных ёмкостей, необходимого объема, для обеспечения сохранения и повторного использования применяемых типов бурового раствора.
24. Водоснабжение.	Водозаборная скважина. Для питьевого водоснабжения предусмотреть подвоз воды из разводящей сети АКБ «ЦДНГ-12» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
25. Тип и параметры тампонажных материалов.	Устанавливаются проектировщиком для обеспечения высокого качества крепления.
26. Предупреждение и ликвидация осложнений.	Разработать мероприятия по профилактике сокращения времени на ликвидацию осложнений.
27. Тип установки для освоения.	Устанавливается проектировщиком, в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
28. Методы вторичного вскрытия продуктивного пласта.	Наклонно – направленные скважины: перфорация. Тип перфоратора уточняется проектировщиком. Перечень интервалов испытаний уточняется по результатам ГИС в интервалах продуктивных горизонтов.
29. Способы вызова притока.	Снижение уровня. Методы снижения уровня по рекомендации проектировщика.
30. Обработка призабойной зоны (интенсификация).	Наклонно-направленные скважины: соляно-кислотная обработка карбонатных коллекторов. Тип, диаметр НКТ и глубина спуска уточняется в процессе проектирования.
31. Противовыбросовое оборудование.	Расчет проектировщика в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 12.03.2013 г №101
32. Типы долот	Применение оборудования с учетом передового опыта отечественных и зарубежных компаний с целью достижения максимальных коммерческих скоростей.
33. Типы гидравлических забойных двигателей	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

66

34. Транспортная схема	Обеспечение минимального проезда от существующих баз технологического снабжения до скважины.
35. Комплекс геофизических исследований	Согласно комплексу геофизических исследований при строительстве скважин, утвержденному Заместителем Генерального директора по геологии и разработке ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» С.С. Черепановым в 2016г.
36. Мероприятия по охране и защите окружающей природной среды.	Разработать в соответствии с экологическим законодательством РФ и нормативными документами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Способ бурения – безамбарный; вывоз отходов бурения на полигон.
37. Выполнение инженерных изыскания.	Использовать отчеты по инженерным изысканиям, выполненные для обустройства кустов скважин. При необходимости корректировки отчетов по инженерным изысканиям подготовить соответствующее задание.
38. Разработка инженерно – технических мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций.	Разработать в соответствии с действующим законодательством и нормативными актами РФ, а также с учетом нормативных актов ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
39. Разработка инженерного обеспечения строительства скважин.	Инженерное обеспечение строительства скважин и схема планировочной организации земельного участка решается отдельно проектом обустройства скважин. Подключение к сетям инженерно-технического обеспечения выполнить во временном исполнении.
40. Требования промышленной безопасности.	В соответствии с действующим законодательством РФ.
41. Идентификация объекта в соответствии со статьей 4 ФЗ-384 «Технологический регламент о безопасности зданий и сооружений»	<p>1) Назначение: Опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса.</p> <p>2) Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально – технологические особенности которых влияют на их безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - участок ведения буровых работ; - фонд скважин; - система промысловых трубопроводов; - объекты инженерного обеспечения. <p>3) Возможность опасных природных процессов и явлений, и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - карстовый район, площадку под строительство определить инженерными изысканиями. <p>4) Принадлежность к опасным производственным объектам:</p> <ul style="list-style-type: none"> - по степени опасности относится к типу 3.2 по административному регламенту РТН; - по градостроительному кодексу ст. 48.1 п.11в. <p>5) Пожарная и взрывопожарная опасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - взрывопожароопасный. <p>6) Наличие помещений с постоянным пребыванием людей:</p> <ul style="list-style-type: none"> - помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют (на момент строительства предусмотрены вагон-дома для постоянного проживания персонала буровой бригады). <p>7) Уровень ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенный. <p>8) Признаки идентификации подтвердить проектной документацией.</p>

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

42. Дополнительные требования к разработке проектной документации.	Проектную документацию на строительство скважин разработать отдельными частями (книгами), в соответствии с требованиями Градостроительного кодекса РФ и Постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. При разработке мероприятий пожарной безопасности разрешено использовать нормы добровольного применения. Провести государственную экспертизу проектной документации.
43. Источник электроснабжения.	ЛЭП
44. Источник теплоснабжения	Электрочотел.
45. Сведения о базах производственного обслуживания, тампонажных, геофизических и других предприятий обслуживающих бурение	Сведения о базах производственного обслуживания, тампонажных, геофизических и других предприятий обслуживающих бурение уточняются по результатам тендера.
46. Проектная организация	ООО «ЛУКОЙЛ – Инжиниринг»
47. Подрядная организация	Подрядная организация определяется по результатам тендера проводимым Заказчиком.

Приложение 1: Данные УРНГМ по количеству, назначению и проектному горизонту.

Начальник отдела мониторинга и разработки
нефтяных и газовых месторождений

В.Г. Пермяков

Начальник отдела геофизики

И.А. Черных

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	18z1826-PD-PZ2.ТЧ	

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
Управление разработки нефтяных и газовых месторождений

Дата: 24.05.2019

"Технические условия к проектированию объекта " Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения, кусты №№ 104.111"

№ п/п	Месторождение	Тип скважины	№ куста	Номер скважины	Пласт	Эфф. м/н толщина, а. м	Назначение скважины	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости м ³ /сут	Премьерность, м ³ /сут	Примечания
1	Касибское	наклонно-направленная	104	104	Тл26	6	добывающая	11,8	14,8		
2	Касибское	наклонно-направленная	104	105	Тл26	6	добывающая	11,8	14,8		
3	Касибское	наклонно-направленная	104	115	Тл26		нагнетательная			65,0	
4	Касибское	наклонно-направленная	104	106	Тл26	5	добывающая	9,9	12,4		
5	Касибское	наклонно-направленная	111	111	Тл26	4,3	добывающая	25,3	31,6		
6	Касибское	наклонно-направленная	111	110	Тл26	4,3	добывающая	25,3	31,6		
7	Касибское	наклонно-направленная	111	112	Тл26		нагнетательная			65,0	
8	Касибское	наклонно-направленная	111	113	Тл26	2,5	добывающая	14,7	18,4		
9	Касибское	наклонно-направленная	111	114	Тл26	2,5	добывающая	14,7	18,4		
				9				113,5	141,9	130	

1. Основание для проектирования:

"Дополнение к технологической схеме разработки Касибского нефтяного месторождения Пермского края", утвержденная Протоколом заседания Северо-Западной нефтегазовой секции №61 от 23.12.2016.

Инвестиционная программа ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на 2022 год.

2. Давление на устье нагнетательных скважин - 190 атм.

Начальник ОМРНГМ

Илкбахар К.М.
56519


В.Г.Пермяков

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

69

Перечень оборудования длительного срока изготовления и поставки

№ п/п	Наименование оборудования	Ориентировочный срок изготовления, дн.	Срок предоставления ПСД (ООПР)	Срок создания заявки (ОССиР)
1	Азотная станция в блочно-модульном исполнении	200	До 01 февраля года, предшествующего планируемому году выполнения СМР	До 01 марта года, предшествующего планируемому году выполнения СМР
2	Блочно-модульные подстанции 35кВ	До 210		
3	Устройства запуска и приёма			
4	Емкости 200 м3	До 220		
5	Подстанции 2КТП			
6	Расходомеры многофазные	До 224		
7	Насосные станции	До 240		
8	Печь ПТБ			
9	Подстанции ПС 35/6кВ			
10	Преобразователи частоты, мощностью более 1МВт			
11	Краны шаровые с электроприводом	До 250		
12	Сепараторы, отстойники нефти/ОГВ			
13	Передвижной комплекс исследования и освоения скважин (ПКИОС)	До 270	До 01 ноября года, предшествующего за 2 года планируемому году выполнения СМР	До 01 декабря, предшествующего за 2 года планируемому году выполнения СМР
14	Компрессорные станции	До 300		
15	Мультифазные насосные станции			
16	Блок подготовки пластовой воды	До 360		
17	Газотурбинные электростанции, мощностью более 1 МВт			
18	Трубы линейные для капитального строительства с изоляцией, коррозионностойкие (сталь 20А, 20С)			

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

70

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

71

Приложение А.1 - Дополнение №1 к заданию на проектирование



Дополнение №1 к
ЗАДАНИЮ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ
по объекту

«Строительство и обустройство скважин Касибского месторождения (кусты №№ 104, 111)»

Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
Пункты 1-8	Без изменения
9. Объем проектирования	<p>Пункт 9.1. читать в новой редакции: 9.1. Проектной документацией предусмотреть: Обустройство скважин в соответствии с техническими условиями отдела добычи нефти УТДНИГ от 16.04.2020г.:</p> <p><u>- Куст 104</u> Количество скважин 4 шт, из них 3 добывающих, 1 нагнетательная: скважины добывающие нефтяные - № 104, 105, 106; скважина нагнетательная - № 115.</p> <p>- Способы эксплуатации скважин — ЭЦН. - Для учета жидкости применить индивидуальное замерное устройство дебитов скважин (определить проектом с учетом физико-химических свойств продукции). - Монтаж гребенки скважин на кустовой площадке № 104. - Подъездную автодорогу протяженностью около 2,0 км; - Строительство выкидных линий от скважин до проектируемой гребенки скважин, ориентировочной протяженностью до 0,15 км каждая; - Строительство коллектора от проектируемой гребенки скважин до ППСН «Касибский» ООО «Урал-Ойл»; - Расположение точки подключения к существующей системе сбора проектным институтом согласовать с ЦДНГ-12 и ООО «Урал-Ойл»; <u>Куст 111</u> - Количество скважин 5 шт, из них 4 добывающих, 1 нагнетательная: скважины добывающие нефтяные - № 111, 110, 113, 114;</p>

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

72

	<p>скважина нагнетательная - № 112.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Способы эксплуатации скважин — ЭЦН. - Для учета жидкости применить индивидуальные замерные устройства дебитов скважин (определить проектом с учетом физико-химических свойств продукции). - Монтаж гребенки скважин на кустовой площадке № 111. - Подъездную автодорогу протяженностью около 2,5 км; - Строительство выкидных линий от скважин до проектируемой гребенки скважин, ориентировочной протяженностью до 0,15 км каждая; - Строительство коллектора от проектируемой гребенки скважин до проектируемого НГСК с куста № 104 до ППСН «Касибский» ООО «Урал-Ойл». - Расположение точки подключения к существующей системе сбора проектным институтом согласовать с ЦДНГ-12 и ООО «Урал-Ойл»; <p>Пункт 9.2. читать в новой редакции: 9.2. Проектной документацией предусмотреть организацию системы ППД на кустах №№104,111 в соответствии с техническими условиями отдела поддержания пластового давления УТДНиГ от 08.05.2020г.:</p> <p>В качестве водоисточника для закачки в скважины №№ 115, 112 Касибского месторождения будет использоваться пресная техническая вода с артезианских скважин с последующим поэтапным переходом на подтоварную воду с НГСП «Касиб».</p> <p>Проектом предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Строительство подпорной насосной станции (ПНС) на НГСП «Касиб» (выбор насосного агрегата согласовать с заказчиком). - Строительство низконапорных водоводов (отдельный этап): <ul style="list-style-type: none"> - от НГСП «Касиб» до проектируемой ПНС; - от проектируемой ПНС до скв. № 112 (куст № 111) - от точки врезки в низконапорный водовод «Проектируемая ПНС - скв. № 112 (куст № 111)» до скв. № 115 (куст № 104). - Строительство и монтаж системы очистки воды (СОВ) после проектируемой ПНС. - Запуск системы ППД на пресной воде с поэтапным переводом на подтоварную воду по мере увеличения объемов образования воды на НГСП «Касиб». <p>- Куст 104</p> <ul style="list-style-type: none"> - поисково-оценочные работы по водоисточнику в районе куста № 104; - строительство водозаборной скважины, обеспечивающей систему ППД водой в необходимых объемах, расположение водозаборной скважины опреде-
--	--

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- 3 -

	<p>лить по результатам поисковооценочных работ;</p> <ul style="list-style-type: none"> - строительство низконапорного водовода от артезианской скважины до УНУ на скважине № 115; - строительство низконапорного водовода от артезианской скважины до УНУ на скважине № 115; - установку прибора учета закачиваемой воды на устьевой арматуре УНУ и подключение его к системе телемеханики ЦДНГ №12; - обустройство нагнетательной скважины № 115: строительство приустьевой площадки, площадки под ремонтный агрегат, установку нагнетательной арматуры. <p><u>Куст 111</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - поисково-оценочные работы по водоисточнику в районе куста № 111; строительство водозаборной скважины, обеспечивающей систему ППД водой в необходимых объемах, расположение водозаборной скважины определить по результатам поисковооценочных работ; - строительство низконапорного водовода от артезианской скважины до ШНС на кусте № 104; - строительство низконапорного водовода от артезианской скважины до УНУ на скважине № 112; - установку прибора учета закачиваемой воды на устьевой арматуре УНУ и подключение его к системе телемеханики ЦДНГ №12; - обустройство нагнетательной скважины № 112: строительство приустьевой площадки, площадки под ремонтный агрегат, установку нагнетательной арматуры. <p>Пункты 9.3. без изменений.</p> <p>9.4. Строительство и обустройство кустов скважин №№104, 111 предусмотреть в соответствии с техническими условиями Отдела главного механика УМЭМО от 26.05.2020 г.</p> <p>9.5. Строительство объектов электроснабжения предусмотреть в соответствии с техническими условиями Отдела главного энергетика УМЭМО от 17.04.2020 г.</p> <p>9.6. Объем автоматизации скважин, замерных устройств предусмотреть в соответствии со стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.22.1 - 2015 и техническими условиями Отдела автоматизации и метрологии УМЭМО от 26.05.2020г.</p> <p>Пункты 9.7. – 9.8. без изменений.</p>
Пункты 10 – 16	Без изменений
17. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий	<p>17.1. В составе предпроектной и проектной документации разработать разделы по обеспечению охраны окружающей среды в соответствие с законодательством РФ в области охраны окружающей среды, сводами правил и национальными стандартами, иными федеральными, территориальными и производственно-отраслевыми нормативными правовыми актами и нормативно-техническими доку-</p>

Взам. инв. №	Подл. и дата	Инв. № подл.
--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ


Лист

74

- 4 -

	ментами, включая локальные нормативные акты ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», содержащими требования по охране окружающей среды, с учетом типовых технических условий Управления ОТ, П и ЭБ от 01.10.2019, согласовать с контролирующими органами в установленном порядке. Пункты 17.2. -17.12. Без изменений
Пункты 18 – 23	Без изменений
24. Исходные данные, предоставляемые заказчиком	<p>24.1. Исходные данные Отдела разработки нефтяных и газовых месторождений УРНГМ от 24.05.2019 на 1 л.</p> <p>24.2. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа (УТДНиГ)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Отдела добычи нефти от 16.04.2020 на 6 л., - Отдела поддержания пластового давления от 08.05.2020 на 2 л. <p>24.3. Технические условия Управления механоэнергетического и метрологического обеспечения (УМЭМО):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Отдела главного механика от 26.05.2020 на 5 л., - Отдела главного энергетика от 17.04.2020 на 2 л., - Отдела автоматизации и метрологии от 26.05.2020 на 5 л., - Отдела трубопроводного транспорта от 01.07.2019 на 4 л. <p>24.4. – 24.6. Без изменений</p> <p>24.7. Типовые технические условия Управления охраны труда, промышленной и экологической безопасности для включения в задание на проектирование объектов строительства (реконструкции) от 01.10.2019 на 4 л.</p> <p>24.8. – 24.10. Без изменений</p> <p>24.11. Требования УМТиТО в части данных для заказа оборудования и материалов в составе проектно-сметной документации от 13.04.2020 на 3 л.</p> <p>24.12. – 24.15.</p> <p>24.16. Типовые технические условия Отдела организации проектных работ от 10.04.2020 на 5 л.</p> <p>24.17. – 24.19.</p>

Заказчик:
Начальник Отдела методологии организации строительства


В.А. Никулин

«_____» _____ 2020г.

Согласовано:
Начальник Управления по развитию активной и организации работы с инвестиционными проектами


А.Н. Полетаев

«09» 06 _____ 2020г.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.TЧ

Лист

75

Приложение Б - Свидетельство о постановке на государственный учет объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду № ВСЮЗОQ9 от 09.02.2017

СВИДЕТЕЛЬСТВО
о постановке на государственный учет объекта,
оказывающего негативное воздействие на окружающую среду
№ ВСЮЗОQ9 от 09.02.2017

Настоящее свидетельство в соответствии с положениями Федерального закона от 10.01.2002 №7-ФЗ "Об охране окружающей среды" выдано

ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
ОГРН 1035900103997
ИНН 5902201970
Код ОКПО 12032100

и подтверждает постановку на государственный учет в федеральный государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, эксплуатируемого объекта

Цех добычи нефти и газа № 12 (ЦДНГ-12)
местонахождение объекта: Александровский, Красновишерский, Соликамский муниципальные районы, г. Березники
дата ввода объекта в эксплуатацию: 01.10.1978
тип объекта: Площадной

и присвоение ему кода объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду,

5	7	-	0	1	5	9	-	0	0	1	7	9	9	-	П
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

и I-й категории, негативного воздействия на окружающую среду.

Свидетельство применяется во всех предусмотренных случаях и подлежит замене в случае изменения приведенных в нем сведений, а также в случае порчи, утраты.



Документ подписан электронной подписью
СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Кому выдан: Косухина Ирина Николаевна
Серийный номер: 1D4E14
Кем выдан: УЦ Федерального казначейства

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

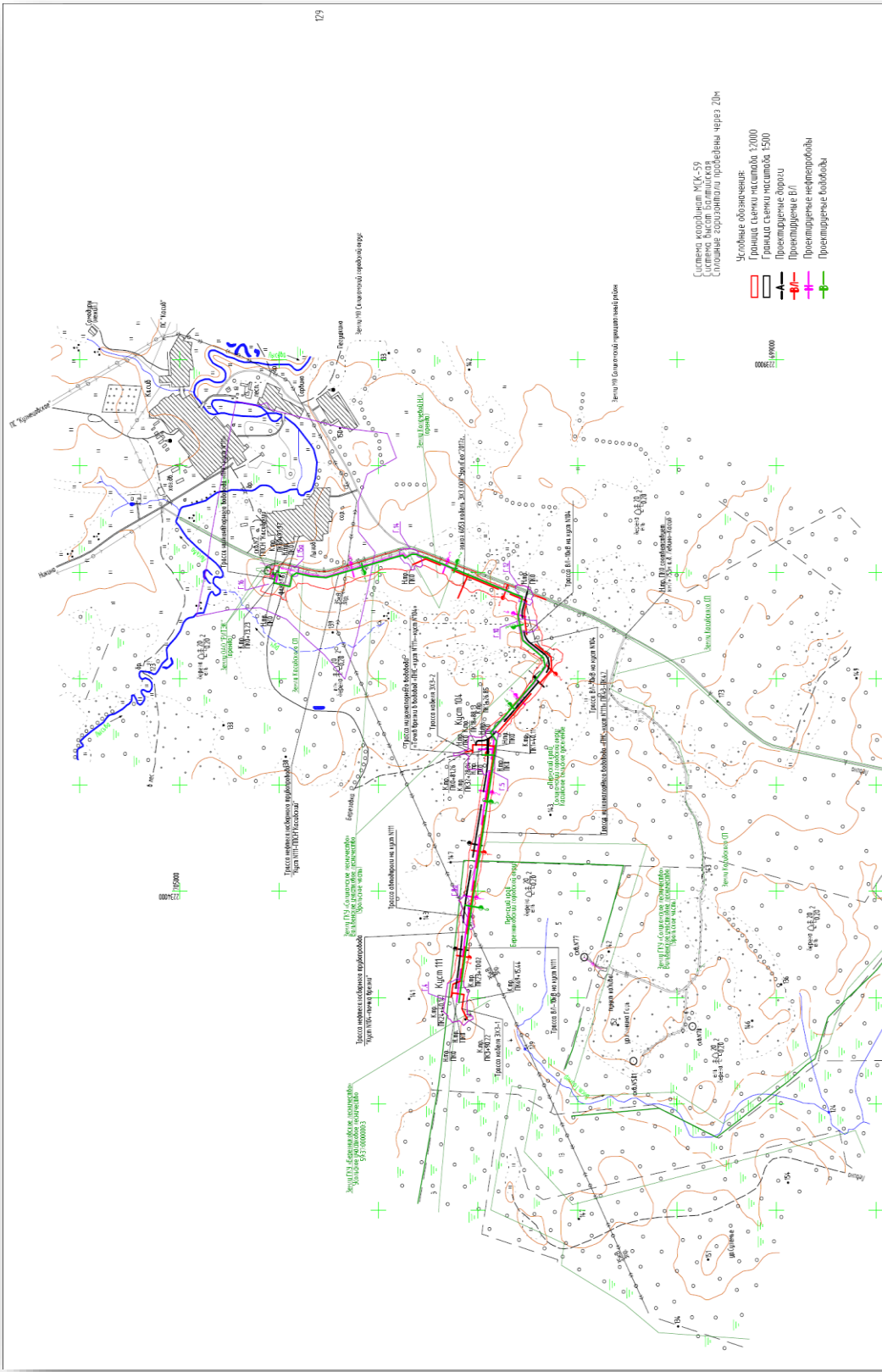
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

76

Приложение В – Ситуационный план



6789-ИГ.ДИ-Г.З		
Утвердил	Исполнил	Дата
Сметчик	Инженер	11.03.2016
Р	Л	Т
ООО НПФ "Изыскатель"		
Самостоятельно	М. 425000	11.03.2016

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

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

Взам. инв. №

Подл. и дата

Изм. № подл.

18z1826-PD-PZ2.ТЧ

Лист

78