

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения
(Модуль 145)»

Проектная документация

Раздел 1 «Пояснительная записка»

2021/354/ДС121-PD -PZ

Том 1

Договор №

2021/354/ДС121

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Инд. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №
-------------	----------------	---------------

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения
(Модуль 145)»

Проектная документация

Раздел 1 «Пояснительная записка»

2021/354/ДС121-PD -PZ

Том 1

Договор №

2021/354/ДС121

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

М.Н. Калугин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС121-PD-PZ.S	Содержание тома 1	2
2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Текстовая часть	4

Согласовано:

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл.

2021/354/ДС121-PD-PZ.S

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Мустакимов				20.01.24	П	1	1
Проверил	Сивкова				20.01.24			
Н.контр.	Сивкова				20.01.24	ИПИ ОНГМ		
ГИП	Калугин				20.01.24			

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 1

Содержание

1	Реквизиты документов, на основании которых принято решение о разработке проектной документации	3
2	Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на линейный объект.....	3
3	Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта.....	3
4	Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района, обоснование выбранного варианта трассы.....	5
5	Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта.....	5
6	Технико-экономическая характеристика линейного объекта.....	6
7	Сведения о зданиях (сооружениях), входящих в состав сложного объекта, применительно к которому подготовлена проектная документация.....	7
8	Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства - для объектов производственного назначения.....	11
9	Сведения об использовании возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов	11
10	Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка.....	11
11	Сведения о категории земель, на которых будет располагаться линейный объект.....	14
12	Сведения об использованных в проекте изобретениях и о результатах проведенных патентных исследований.....	14
13	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий	14
14	Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений	14
15	Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и планируемые сроки ввода их в эксплуатацию	14
16	Идентификационные признаки объекта капитального строительства.....	15
17	Перечень технических регламентов и документов по стандартизации	15
18	Сведения о разделах и пунктах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению промышленной безопасности, - для опасных производственных объектов.....	16

Согласовано:		

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл.

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
						П	1	73
Разработал		Мустакимов			20.01.24			
Проверил		Сивкова			20.01.24	ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА НПИ ОНГМ		
Н.контр.		Сивкова			20.01.24			
ГИП		Калугин			20.01.24			

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

Основанием для разработки проектной документации является среднесрочная инвестиционная программа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2023-2025 года.

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации на линейный объект

Проектная документация разработана в соответствии со следующими документами:

- Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)» утверждённое Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Р.П. Пивоваром 26.05.2023г (с приложениями);

- 2021/354/ДС121- ИГДИ Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий;

- 2021/354/ДС121- ИГИ1 Технический отчёт по результатам инженерно-геологических изысканий. Часть 1. Текстовая часть.

- 2021/354/ДС121-ИГИ1 Технический отчёт по результатам инженерно-геологических изысканий. Часть 2. Графическая часть.

- 2021/354/ДС121-ИГМИ Технический отчёт по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий;

- 2021/354/ДС121-ИЭИ Технический отчёт по результатам инженерно-экологических изысканий;

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями технических регламентов, экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, правил, стандартов, действующих на территории РФ, исходных данных, технических условий, выданных органами государственного надзора и заинтересованными организациями, и обеспечивает безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями ФЗ № 384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».

3 Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района, на территории которого предполагается осуществлять строительство линейного объекта

В административном положении район работ располагается в Октябрьском городском округе на землях ГКУ «Управление лесничествами Пермского края» Октябрьское лесничество, Чадское участковое лесничество, ООО «Лукойл-Пермь» в кадастровом квартале 59:27:121001.

Ближайшие населенные пункты: Сарс, Тюш, Верх-Тюш.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
							3
Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным автодорогам «Пермь-Екатеринбург», «Голдыри-Орда-Октябрьский», далее по проселочным и промысловым дорогам.

В геоморфологическом отношении площадка куста скважин №35, трасса низконапорного водовода «т.вр. в низконапорный водовод «т.вр. – ШНС на кусте № 1177»- скв. №1520» приурочены к правому склону долины р. Сухой Сарс (правобережный приток реки Сарс).

В геоморфологическом отношении площадка куста скважин № 33, трасса ВЛ - 6 кВ на куст № 33 приурочены к правому склону долины р. Сухой Сарс (правобережный приток реки Сарс).

В геоморфологическом отношении площадка куста скважин №1115, трассы нефтегазосборного трубопровода от куста №1115 расш. до точки врезки в трубопровод «ГЗУ-1483 - ДНС-0120», нагнетательного водовода «т.вр. в высоконапорный водовод ШНС на кусте №1115» - ВРП на кусте №1115» - скв. 1410 приурочены к правому склону долины р. Сухой Сарс (правобережный приток реки Сарс).

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.

В геологическом строении изысканной территории по результатам бурения инженерно-геологических скважин до глубины 4,0-12,0м принимают участие четвертичные техногенные (tQ), делювиальные (dQ) грунты и карстово-обвальные образования (N-Q).

Сводный геологический разрез по данным инженерно-геологического бурения следующий (сверху вниз):

С поверхности местами развит почвенно-растительный слой, на отдельных участках с единичными включениями гравия и гальки, с единичными включениями дресвы и щебня известняка, мощностью 0,1-0,2м.

Дресвяный грунт с суглинистым коричневым, полутвердым, твердым заполнителем (40,0-47,61%); щебень, дресва известняка (52,39-60,0%), малопрочного, сильновыветрелого; грунт неоднородный. Встречен в пределах площадки кустов с поверхности и под почвенно-растительным слоем на глубине 0,1м:

- по трассе низконапорного водовода «т.вр. в низконапорный водовод «т.вр. – ШНС на кусте №1177» - скв. №1520» (ПК0+61.1-ПК1+74.1);

- площадке куста скважин №34.

Мощность слоя 0,1-2,0м.

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной, продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой на Урале часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев. С высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

Средняя годовая температура воздуха в районе по МС Чернушка составляет

Инд. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		4

плюс 2,4 °С. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января по МС Чернушка составляет минус 14,3 °С, по МС Октябрьский – минус 16,1 °С. Абсолютный минимум температуры по МС Чернушка составил минус 54 °С. Средний из ежегодных абсолютных минимумов температуры воздуха по МС Чернушка составил минус 38,7 °С, по МС Октябрьский – минус 37,2 °С.

Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля по МС Чернушка составляет плюс 18,6 °С. Абсолютный максимум температуры по МС Чернушка составил плюс 38 °С.

4 Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района, обоснование выбранного варианта трассы

Выбор трасс линейного объекта проводился на основе оценки экономической целесообразности и экологической допустимости.

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

- 1- Начало, конец, а также протяженность нефтегазосборного трубопровода указана в таблице 3.1;
- 2- Начало, конец, минимальные и максимальные отметки, а также протяженность линейной части низконапорного водовода указаны в таблице Таблица 3.1

Таблица 3.1 - Протяженность нефтегазосборного трубопровода, низконапорного водовода

№ п/п	Нефтегазосборный трубопровод	Пикеты ПК		Протяженность, км
		Начало	Конец	
1	Нефтегазосборный трубопровод «от выхода с куста скважин № 1115 до т. врезки	ПК1+09.64 Отключающая задвижка на кусте	ПК2+83,01 Точка врезки узел 1	0,273 км (в т.ч. 0,173 км - линейная часть)
2	Трасса низконапорного водовода "т.вр. в низконапорный водовод "т.вр.- ШНС на кусте № 1177"- скв. №1520	ПК0 – т.вр. в низконапорный водовод "т.вр. – ШНС на кусте № 1177"	ПК8+82,03 - скв. №1520 (куст №35)	0,882

Описание трассы

Трасса нефтегазосборного трубопровода от проектируемого куста скважин

Инов. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
							5

№1115 до т. врезки в нефтепровод «ГЗУ-1483 – ДНС-0120».

ПК0 трассы нефтегазосборного трубопровода от куста №1115 расш. до точки врезки в трубопровод «ГЗУ-1483 - ДНС-0120» принят в 61,0м юго-восточнее вр.28. Поверхность спланирована. Рельеф на территории нефтегазосборного трубопровода равнинный, колебание отметок рельефа по оси трассы от 328.76 до 335.14 м.

В плане на местности ось трассы имеет 4 угла поворота.

Трасса низконапорного водовода «т.вр. в низконапорный водовод «т.вр. – ШНС на кусте № 1177»- скв. №1520»

ПК0 трассы. ПК0 трассы принят в 36,2м юго-западнее вр.12(ИЗ-20). Поверхность задернована. Юго-западнее ПК0 трассы расположен лог. Рельеф с уклоном в сторону лога.

От ПК0 трасса изыскана северо-восточном направлении, на ПК0+24.33 трасса поворачивает и изыскана в юго-восточном направлении.

На ПК0+68.5(ось) трасса пересекает технологический проезд с щебенистым покрытием. Ширина проезжей части на участке перехода составляет 8,4м, ширина основания насыпи – 13,0м, высота насыпи – до 2,0м. Кюветы вдоль дороги отсутствуют. Поверхностный сток обеспечен. В 70м справа от оси трассы в теле насыпи автодороги расположено водопропускное сооружение.

На ПК2+45.37 в 20,0м слева от оси трассы расположена карстовая воронка №3а, размером 6,1х7,3м, глубиной 1,3м, эллипсовидной формы в плане, чашеобразной в разрезе. Склоны и дно воронки задернованы.

На ПК6+75.69 трасса поворачивает и изыскана в северо-восточном направлении, на ПК7+91.22 поворачивает и изыскана в юго-восточном направлении.

На ПК7+98-ПК8+1.6 трасса пересекает лоток. Дно лотка заасфальтировано.

На ПК8+57.9-ПК8+61.7 трасса пересекает обваловку площадки куста №35.

На ПК8+65.34 трасса поворачивает и изыскана в северо-восточном направлении.

ПК8+82,03, конец трассы. Конец трассы принят в 20,0м северо-западнее устья нефтяной скважины № 1400. Поверхность спланирована, с севера ограничена обваловкой площадки куста.

6 Технико-экономическая характеристика линейного объекта

Основные показатели проектируемых объектов приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1– Основные технико-экономические показатели строительства

Наименование технико-экономического показателя	Единица измерения	Значение
Фонд строящихся скважин	шт.	17
Фонд обустраиваемых скважин	шт.	17
Общая протяженность нефтегазосборного трубопровода	км	0,173
Общая протяженность низконапорного водовода	км	0,882

Взаим. инв. №							Лист
Подпись и дата							Лист
Инв. №подл.							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	
						6	

Протяженность ВЛ	км	0,251
------------------	----	-------

7 Сведения о зданиях (сооружениях), входящих в состав сложного объекта, применительно к которому подготовлена проектная документация.

1. Скважины

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Количество строящихся скважин на площадке куста №33(добывающих)	шт.	1
Количество строящихся скважин на площадке куста №34 (добывающих / нагнетательных)	шт.	4 / 1
Количество строящихся скважин на площадке куста №1115 (добывающих / нагнетательных)	шт.	5 / 2
Количество строящихся скважин на площадке куста №35 (добывающих / нагнетательных)	шт.	3 / 1
Уровень ответственности	Повышенный	
Функциональное назначение	08.06.002.008 Сооружение куста скважин	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский городской округ	

2. Площадка куста №33

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Количество обустраиваемых добывающих скважин	шт.	1
Объемы добычи: дебит нефти	тонн/сут.	7,9
Функциональное назначение	08.06.002.008 Сооружение куста скважин	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский городской округ	

3. ВЛ-6кВ к площадке куста №33

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Протяженность	км	0,045
Напряжение	кВ	6
Уровень ответственности	Нормальный	
Функциональное назначение	16.5.1.17 Сооружение воздушной линии электропередачи	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
							7

4. Площадка куста №34

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Количество обустраиваемых добывающих скважин	шт.	4
Объемы добычи: дебит нефти	тонн/сут.	58
Функциональное назначение	08.06.002.008 Сооружение куста скважин	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

5. ВЛ-6кВ к площадке куста №34

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Протяженность	км	0,153
Напряжение	кВ	6
Уровень ответственности	Нормальный	
Функциональное назначение	16.5.1.17 Сооружение воздушной линии электропередачи	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

6. Площадка куста №34

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Количество обустраиваемых нагнетательных скважин	шт.	1
Приемистость	м3/сут	50
Функциональное назначение	08.06.002.008 Сооружение куста скважин	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

7. ВЛ-6кВ к площадке куста №34

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Протяженность	км	0,015
Напряжение	кВ	6
Уровень ответственности	Нормальный	
Функциональное назначение	16.5.1.17 Сооружение воздушной линии электропередачи	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

8. Площадка куста №1115

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
							8

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инва. №подл.

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Количество обустраиваемых добывающих скважин	шт.	5
Объемы добычи: дебит нефти	тонн/сут.	51,6
Функциональное назначение	08.06.002.008 Сооружение куста скважин	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

9. ВЛ-6кВ к площадке куста №1115

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Протяженность	км	0,023
Напряжение	кВ	6
Уровень ответственности	Нормальный	
Функциональное назначение	16.5.1.17 Сооружение воздушной линии электропередачи	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

10. Площадка куста №1115

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Количество обустраиваемых нагнетательных скважин	шт.	2
Приемистость	м3/сут	90
Функциональное назначение	08.06.002.008 Сооружение куста скважин	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

11. Нефтегазосборный трубопровод «от выхода с куста скважин № 1115 до т. Врезки в нефтепровод «ГЗУ-1483 – ДНС-0120»

Наименование показателя	Единица измерения	Количество
Протяженность	км	0,173
Диаметр	мм	89
Толщина стенки	мм	5
Уровень ответственности	Повышенный	
Функциональное назначение	Сооружение трубопровода системы сбора и транспорта продукции эксплуатационных нефтяных скважин 2.2.2.19	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

12. Площадка куста №35

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

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

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

9

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Количество обустраиваемых добывающих скважин	шт.	3
Объемы добычи: дебит нефти	тонн/сут.	36
Функциональное назначение	08.06.002.008 Сооружение куста скважин	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

13. ВЛ-6кВ к площадке куста №35

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Протяженность	км	0,015
Напряжение	кВ	6
Уровень ответственности	Нормальный	
Функциональное назначение	16.5.1.17 Сооружение воздушной линии электропередачи	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

14. Площадка куста №35

Наименование показателя	Единица измерения	Значение
Количество обустраиваемых нагнетательных скважин	шт.	1
Приемистость	м3/сут	40
Функциональное назначение	08.06.002.008 Сооружение куста скважин	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

15. Низконапорный водовод «Т.вр. в низконапорный водовод «Т.вр. – ШНС на кусте № 1177» – скв. № 1520»

Наименование показателя	Единица измерения	Количество
Протяженность	км	0,882
Диаметр	мм	89
Толщина стенки	мм	5
Уровень ответственности	Нормальный	
Функциональное назначение	Прочие здания (сооружения) поддержания пластового давления 2..2.4.8	
Почтовый (строительный) адрес	Россия, Пермский край, Октябрьский муниципальный округ	

Взаим. инв. №
Подпись и дата
Инв. №подл.

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

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

10

8 Сведения о комплексном использовании сырья, вторичных энергоресурсов, отходов производства - для объектов производственного назначения

9 Сведения об использовании возобновляемых источников энергии и вторичных энергетических ресурсов

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

Необходимая площадь земельных участков на период строительства и эксплуатации определена по изыскательским планам, с использованием материалов межевания земель, чертежей рабочего проекта, с использованием сведений единого государственного реестра недвижимости, в соответствии с действующими нормативами отвода земель, в соответствии с материалами документации по планировке территории, утвержденной Постановлением администрации Октябрьского городского округа Пермского края от 27.02.2024 г. № 124-266-01-05.

Общая площадь земельных участков по проекту изымаемых во временное пользование (на период строительства) составляет 19,0439 га, в т.ч. в постоянное пользование (на период эксплуатации) 3,6605 га, в т.ч.:

Первый этап. Куст №33

Площадь земельных участков изымаемых во временное пользование (на период строительства) составляет 3,5016 га, в т.ч. в постоянное пользование (на период эксплуатации) 0,7122 га.

Второй этап. Куст №34

Площадь земельных участков изымаемых во временное пользование (на период строительства) составляет 3,5443 га, в т.ч. в постоянное пользование (на период эксплуатации) 1,1349 га.

Третий этап. Куст №1115

Площадь земельных участков изымаемых во временное пользование (на период строительства) составляет 6,3545 га, в т.ч. в постоянное пользование (на период эксплуатации) 0,9324 га.

Четвертый этап. Куст №35

Площадь земельных участков изымаемых во временное пользование (на период строительства) составляет 5,6435 га, в т.ч. в постоянное пользование (на период эксплуатации) 0,8810 га.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
Индв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

№/№	Наименование землепользователя	Площадь, га									
		Всего земель на период строительства					в т.ч. земли на период эксплуатации				
		Итого	земли с/х назначения	земли лесного фонда	земли промьш-ленности	земли водного фонда	Итого	земли с/х назначения	земли лесного фонда	земли промьш-ленности	земли водного фонда
Первый этап. Куст №33											
1	Октябрьское лесничество, Чадекое участковое лесничество (Саринское), земельный участок с кадастровым номером 59:27:0000000:4075	0,0685	0,0000	0,0685	0,0000	0,0000	0,0192	0,0000	0,0192	0,0000	0,0000
2	ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", земельный участок с кадастровым номером 59:27:0000000:4075 (аренда)	3,4331	0,0000	3,4331	0,0000	0,0000	0,6930	0,0000	0,6930	0,0000	0,0000
	ИТОГО по кусту №33:	3,5016	0,0000	3,5016	0,0000	0,0000	0,7122	0,0000	0,7122	0,0000	0,0000
Второй этап. Куст №34											
1	ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", земельный участок с кадастровым номером 59:27:1021001:1311 (аренда)	3,5443	0,0000	3,5443	0,0000	0,0000	1,1349	0,0000	1,1349	0,0000	0,0000
	ИТОГО по кусту №34:	3,5443	0,0000	3,5443	0,0000	0,0000	1,1349	0,0000	1,1349	0,0000	0,0000

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Третий этап. Куст №1115

1	Октябрьское лесничество, Чадское участковое лесничество (Сарсинское), земельный участок с кадастровым номером 59:27:0000000:4075	1,2728	0,0000	1,2728	0,0000	0,0000	0,0000	0,0280	0,0000	0,0280	0,0000	0,0000
2	ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", земельный участок с кадастровым номером 59:27:0000000:4404 (аренда)	0,0949	0,0000	0,0949	0,0000	0,0000	0,0000	0,0004	0,0000	0,0004	0,0000	0,0000
3	ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", земельный участок с кадастровым номером 59:27:0000000:4075 (аренда)	4,9237	0,0000	4,9237	0,0000	0,0000	0,0000	0,9040	0,0000	0,9040	0,0000	0,0000
4	ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", земельный участок с кадастровым номером 59:27:0000000:4075 (аренда)	0,0631	0,0000	0,0631	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ИТОГО по кусту №1115:		6,3545	0,0000	6,3545	0,0000	0,0000	0,0000	0,9324	0,0000	0,9324	0,0000	0,0000

Четвертый этап. Куст №35

1	Октябрьское лесничество, Чадское участковое лесничество (Сарсинское), земельный участок с кадастровым номером 59:27:0000000:4075	0,6677	0,0000	0,6677	0,0000	0,0000	0,0000	0,0008	0,0000	0,0008	0,0000	0,0000
2	ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", земельный участок с кадастровым номером 59:27:1021001:1311 (аренда)	4,7384	0,0000	4,7384	0,0000	0,0000	0,0000	0,8794	0,0000	0,8794	0,0000	0,0000
3	ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", земельный участок с кадастровым номером 59:27:0000000:4075 (аренда)	0,2374	0,0000	0,2374	0,0000	0,0000	0,0000	0,0008	0,0000	0,0008	0,0000	0,0000
ИТОГО по кусту №35:		5,6435	0,0000	5,6435	0,0000	0,0000	0,0000	0,8810	0,0000	0,8810	0,0000	0,0000
ИТОГО по ПРОЕКТУ:		19,0439	0,0000	19,0439	0,0000	0,0000	0,0000	3,6605	0,0000	3,6605	0,0000	0,0000

11 Сведения о категории земель, на которых будет располагаться линейный объект

Линейный объект будет располагаться на землях следующих категорий:
-земли лесного фонда.

12 Сведения об использованных в проекте изобретениях и о результатах проведенных патентных исследований

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

13 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Специальные технические условия в данном проекте не разрабатывались.

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

При разработке проектной документации компьютерные программы для выполнения расчетов конструктивных элементов зданий, строений и сооружений не использовались.

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

15 Описание принципиальных проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и планируемые сроки ввода их в эксплуатацию

Прохождение трубопровода принято в соответствии с техническими условиями ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и проектом планировки территории и межевания территории.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		14

16 Идентификационные признаки объекта капитального строительства

№	Идентификационные признаки	Скважины	Площадка куста №№33, 34, 1115, 35	Нефтегазосборный трубопровод «от выхода с куста скважин № 1115 до т. Врезки в нефтепровод «ГЗУ-1483 – ДНС-0120»	ВЛ-6кВ	Низконапорный водовод «Т.вр. в низконапорный водовод «Т.вр. – ШНС на кусте № 1177» – скв. № 1520»
1	Назначение (Приказ Минстроя России от 02.11.2022 №928/пр)	08.06.002.009 Сооружение скважины	08.06.002.008 Сооружение куста скважин	Сооружение трубопровода системы сбора и транспорта продукции эксплуатационных нефтяных скважин 2.2.2.19	16.5.1.17 Сооружение воздушной линии электропередачи	Прочие здания (сооружения) поддержания пластового давления 2..2.4.8
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	Участок ведения буровых работ	Фонд скважин Дороховского нефтяного месторождения ЦДНГ-1	Система промышленных трубопроводов Дороховского нефтяного месторождения	Объекты инженерного обеспечения	Система промышленных трубопроводов Дороховского нефтяного месторождения
3	Отрицательными факторами, непосредственно влияющими на строительство	пучинистость грунтов				
4	Принадлежность к опасным производственным объектам (ФЗ №116-ФЗ от 21.07.1997):	признаки опасности 2.1, 2.2	признаки опасности 2.1, 2.2, Относится к ОПО «Фонд скважин Дороховского нефтяного месторождения ЦДНГ-1» Рег. Номер А48-10051-0278 от 14.05.2004 Класс опасности IV	опасности 2.1, 2.2, Относится к ОПО «Система промышленных трубопроводов Дороховского нефтяного месторождения» Рег. Номер А48-10051-0278 от 14.05.2004Класс опасности I	Не относится к опасным производственным объектам	Не относится к опасным производственным объектам
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Повышенная взрывопожароопасность	Повышенная взрывопожароопасность	Повышенная взрывопожароопасность	-	-
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Отсутствуют	Отсутствуют	Отсутствуют	Отсутствуют	Отсутствуют
7	Уровень ответственности	Повышенный	Нормальный	Повышенный	Нормальный	Нормальный

17 Перечень технических регламентов и документов по стандартизации

Инд. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	15

18 Сведения о разделах и пунктах проектной документации, содержащих решения и мероприятия по обеспечению промышленной безопасности, - для опасных производственных объектов.

19 Заверение проектной организации

Проектная документация разработана в соответствии с проектом планировки и проектом межевания территории, заданием на проектирование, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

Главный инженер проекта



М.Н. Калугин

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подпись

Приложение А1 Задание на проектирование по объекту «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модель 145)»

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

Р.П. Пивовар
« 26 » _____ 2023 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ по объекту

«Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)»

Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1. Основание для проектирования	1.1. Среднесрочная инвестиционная программа Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2023 – 2025 гг.
2. Вид деятельности	2.1. Новое строительство.
3. Адрес объекта проектирования	3.1. Октябрьский городской округ, ЦДНГ-1, Дороховское месторождение. 3.2. Наименование лицензионного участка: Дороховское, ПЕМ 12467 НЭ.
4. Стадийность проектирования	4.1. Проектная документация. 4.2. Рабочая документация.
5. Ранее выполненная проектная документация по объекту	5.1. Ранее выполненные проекты: - заказ №5170 «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (кусты №№23,33,32,22,25,26)», выполненный ООО «ЛУЙКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермьНИПИнефть» г. Пермь; - заказ №5808 «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (кусты 34,35, куст 32 расширение площадки), выполненный ООО «ЛУЙКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермьНИПИнефть» г. Пермь; 5.2. Учесть принятые решения по проектируемым объектам: - «Строительство объектов системы ППД для скважины №720 Дороховского месторождения»; - «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 117)», выполняемый ООО «ЛУЙКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермьНИПИнефть» г. Пермь;
6. Сроки начала строительства	6.1. Начало выполнения строительно-монтажных работ согласно утвержденного графика строительства эксплуатационных скважин: Кустовые площадки №№34 (расп.),35 (расп.) – 2024 г.

Изм. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

- 2 -

	Кустовые площадки №№ 33 (расп.), 1115 (расп.) – 2025 г.
7. Особые условия строительства	7.1. Работы на территории действующего месторождения.
8. Основные технико-экономические показатели	<p>8.1. Планируемые дебиты скважин:</p> <p><u>Кустовая площадка № 33 (расширение) (1 скважина, из них 1 добывающая)</u> - Сква. №1515 (доб.) – $Q_n = 7,9$ т/сут., $Q_{ж} = 12,1$ м³/сут.;</p> <p><u>Кустовая площадка № 34 (расширение) (5 скважин, из них 4 добывающих, 1 нагнетательная):</u> - Сква. № 1350 (доб.) – $Q_n = 12,2$ т/сут., $Q_{ж} = 17,9$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1351 (доб.) – $Q_n = 14,4$ т/сут., $Q_{ж} = 21,2$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1352 (доб.) – $Q_n = 15,1$ т/сут., $Q_{ж} = 22,2$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1527 (доб.) – $Q_n = 16,3$ т/сут., $Q_{ж} = 24,8$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1354 (нагн.) - приемистость 50,0 м³/сут.;</p> <p><u>Кустовая площадка № 1115 (расширение) (7 скважин, из них 5 добывающих, 2 нагнетательных):</u> - Сква. № 1408 (доб.) – $Q_n = 7,0$ т/сут., $Q_{ж} = 10,4$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1517 (доб.) – $Q_n = 9,1$ т/сут., $Q_{ж} = 13,8$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1420 (доб.) – $Q_n = 14,2$ т/сут., $Q_{ж} = 21,1$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1519 (доб.) – $Q_n = 16,4$ т/сут., $Q_{ж} = 24,9$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1409 (доб.) – $Q_n = 4,9$ т/сут., $Q_{ж} = 7,3$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1522 (нагн.) - приемистость 40,0 м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1410 (нагн.) - приемистость 50,0 м³/сут.;</p> <p><u>Кустовая площадка № 35 (расширение) (4 скважины, из них 3 добывающих, 1 нагнетательная):</u> - Сква. № 1526 (доб.) – $Q_n = 18,0$ т/сут., $Q_{ж} = 27,4$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1525 (доб.) – $Q_n = 9,8$ т/сут., $Q_{ж} = 14,9$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1530 (доб.) – $Q_n = 8,2$ т/сут., $Q_{ж} = 12,4$ м³/сут.;</p> <p>- Сква. № 1520 (нагн.) - приемистость 40,0 м³/сут.;</p> <p>Давление на устье нагнетательных скважин – 16 МПа СМД – скважина малого диаметра</p> <p>8.2. Объем капитальных вложений определить проектом.</p>

Инов. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

18

- 3 -

9. Объем проектирования

9.1. Проектную документацию выполнить в соответствии с Задаaniem на проектирование, утвержденным Заместителем Генерального директора по бурению В. Ф. Звягиным.

9.2. Проектной документацией предусмотреть инженерное обеспечение и обустройство кустовых площадок №№33 (расширение), 34 (расширение), 1115 (расширение), 35 (расширение) в соответствии с техническими условиями ОДН УТДНГ от 03.04.2023 г.:

Кустовая площадка №33 (расширение):

- обустройство скважины;
- способ эксплуатации скважины – ШГН (СМД);
- учет жидкости организовать через ГЗУ-01483;
- обеспечить вывод информации в системы типа Телескоп+, АСОДУ, iWell ОПС ЦДНГ №1 и ЦИТС «Чернушка», МПД;
- транспорт продукции – трубопроводный;
- строительство выкидных линий – от скважины до ГЗУ-01483;
- строительство нефтегазосборного коллектора – не требуется;
- определить протяженность, диаметр, типа материалы трубы, рабочее давление и давление испытания гидравлическим расчетом;
- трассу трубопровода предусмотреть в существующем коридоре коммуникаций;
- максимальную нагрузку (объем перекачки) на трубопровод с учетом перспективных планов развития;
- расположение точек подключения к существующей системе трубопроводов (уточняется и согласовывается в ЦДНГ проектным институтом);
- технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно – насосном оборудовании и в трубопроводах (в зависимости от материала трубы);
- элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка, площадка под агрегат);
- технологическую схему сбора и транспорта нефти месторождения с указанием переходов через дороги, водные преграды, средства электрохимзащиты;
- произвести расчет пропускной способности объекта сбора и перекачки продукции, на который транспортируется продукция с проектируемых скважин;
- при проектировании учитывать влияние ранее выполненных проектов;
- при выборе вариантов разработки и обустройства значим месторождений необходимо применение интегрированных моделей.

Инов. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

19

Кустовая площадка №34 (расширение):

- обустройство скважин;
- способ эксплуатации скважины – ШГН (СМД);
- учет жидкости по трем скважинам организовать через ГЗУ-01406, 1 скважину оснастить индивидуальным измерительным устройством;
- обеспечить вывод информации в системы типа Телескоп+, АСОДУ, iWell ОПС ЦДНГ №1 и ЦИТС «Чернушка», МПД;
- транспорт продукции – трубопроводный;
- строительство выкидных линий – от скважины до ГЗУ-01406;
- строительство нефтегазосборного коллектора – не требуется;
- определить протяженность, диаметр, типа материалы трубы, рабочее давление и давление испытания гидравлическим расчетом;
- трассу трубопровода предусмотреть в существующем коридоре коммуникаций;
- максимальную нагрузку (объем перекачки) на трубопровод с учетом перспективных планов развития;
- расположение точек подключения к существующей системе трубопроводов (уточняется и согласовывается в ЦДНГ проектным институтом);
- технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно – насосном оборудовании и в трубопроводах (в зависимости от материала трубы);
- элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка, площадка под агрегат);
- технологическую схему сбора и транспорта нефти месторождения с указанием переходов через дороги, водные преграды, средства электрохимзащиты;
- произвести расчет пропускной способности объекта сбора и перекачки продукции, на который транспортируется продукция с проектируемых скважин;
- при проектировании учитывать влияние ранее выполненных проектов;
- при выборе вариантов разработки и обустройства значим месторождений необходимо применение интегрированных моделей.

Кустовая площадка №1115 (расширение):

- обустройство скважин;
- способ эксплуатации скважины – ШГН (СМД);
- учет жидкости через индивидуальное измерительное устройство (тип ИИУ определить проектом с учетом ФХС проектируемых объектов);
- место монтажа ИИУ – в обвязке каждой скважины;
- обеспечить вывод информации в системы типа Телескоп+, АСОДУ, iWell ОПС ЦДНГ №1 и ЦИТС «Чернушка», МПД;
- транспорт продукции – трубопроводный;

Инов. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- 5 -

	<ul style="list-style-type: none"> - строительство выкидных линий – не требуется; - строительство нефтегазосборного коллектора – от скважины до проектируемой гребенки; от проектируемой гребенки до т. врезки в нефтепровод с куста №1115; - определить протяженность, диаметр, типа материалы трубы, рабочее давление и давление испытания гидравлическим расчетом; - трассу трубопровода предусмотреть в существующем коридоре коммуникаций; - максимальную нагрузку (объем перекачки) на трубопровод с учетом перспективных планов развития; - расположение точек подключения к существующей системе трубопроводов (уточняется и согласовывается в ЦДНГ проектным институтом); - технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно – насосном оборудовании и в трубопроводах (в зависимости от материала трубы); - элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка, площадка под агрегат); - технологическую схему сбора и транспорта нефти месторождения с указанием переходов через дороги, водные преграды, средства электрохимзащиты; - произвести расчет пропускной способности объекта сбора и перекачки продукции, на который транспортируется продукция с проектируемых скважин; - при проектировании учитывать влияние ранее выполненных проектов; - при выборе вариантов разработки и обустройства значим месторождений необходимо применение интегрированных моделей. <p><u>Кустовая площадка №35 (расширение):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - обустройство скважин; - способ эксплуатации скважины – ШГН (СМД); - учет жидкости организовать: <ul style="list-style-type: none"> - 2 скважины на 2 свободных отвода ГЗУ-1407; - 1 скважина через индивидуальное измерительное устройство (тип ИИУ определить проектом с учетом ФСХ проектируемых объектов); - место монтажа ИИУ – в обвязке каждой скважины, порядок подключения согласовать с ЦДНГ; - обеспечить вывод информации в системы типа Телескоп+, АСОДУ, iWell ОПС ЦДНГ №1 и ЦИТС «Чернушка», МПД; - транспорт продукции – трубопроводный; - строительство выкидных линий – предусмотреть проектом на основании гидравлических и прочностных расчетов; - строительство нефтегазосборного коллектора – не требуется; - определить протяженность, диаметр, типа
--	---

Интв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. интв. №

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

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

21

- 6 -

материалы трубы, рабочее давление и давление испытания гидравлическим расчетом;

- трассу трубопровода предусмотреть в существующем коридоре коммуникаций;
- максимальную нагрузку (объем перекачки) на трубопровод с учетом перспективных планов развития;
- расположение точек подключения к существующей системе трубопроводов (уточняется и согласовывается в ЦДНГ проектным институтом);
- технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно – насосном оборудовании и в трубопроводах (в зависимости от материала трубы);
- элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка, площадка под агрегат);
- технологическую схему сбора и транспорта нефти месторождения с указанием переходов через дороги, водные преграды, средства электрохимзащиты;
- произвести расчет пропускной способности объекта сбора и перекачки продукции, на который транспортируется продукция с проектируемых скважин;
- при проектировании учитывать влияние ранее выполненных проектов;
- при выборе вариантов разработки и обустройства значим месторождений необходимо применение интегрированных моделей.

9.3. Проектную документацию выполнить в соответствии с техническими условиями Отдела поддержания пластового давления УТДНГ от 31.03.2023 г.:

В качестве водоисточника для закачки в скважины №№ 1354, 1522, 1410, 1520 Дороховского месторождения будет использоваться пресная техническая вода с водозабора «Тюш».

Кустовая площадка №34 (расширение):

- строительство низконапорного водовода от точки врезки в низконапорный водовод «т.вр. – УНУ ППД на скв. №1514 кусте №34» до УНУ ППД скв. №1354;
- установку УНУ ППД на скв. №1354;
- установку прибора учета закачиваемой воды на скважине №1354 и подключение его к системе телемеханики ЦДНГ №1;
- обустройство нагнетательной скважины № 1354.

Кустовая площадка №1115 (расширение):

- произвести оценку производительности существующего насосного оборудования на ШНС куст №1115, при необходимости предусмотреть замену насосного оборудования в ШНС;
- строительство высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «ШНС на кусте

Инов. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

22

- 7 -

№1115 – ВРП на кусте №1115» до скв. №1522;
 - строительство высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «т.вр. – скв. 1522» до скважины №1410;
 - установку приборов учета закачиваемой воды на скважинах №№1522,1410 и подключение его к системе телемеханики ЦДНГ №1;
 - обустройство нагнетательных скважин №№1522,1410.

Кустовая площадка №35 (расширение):

- строительство низконапорного водовода от точки врезки в низконапорный водовод «т.вр. – ШНС на кусте № 1177» до УНУ ППД на скважине №1520;
 - установку УНУ ППД на скв. №1520;
 - установку прибора учета закачиваемой воды на скважине №1520 и подключение его к системе телемеханики ЦДНГ №1;
 - обустройство нагнетательной скважины № 1520.

9.4. Проектную документацию выполнить в соответствии с требованиями технических условий Отдела трубопроводного транспорта УМЭМО от 29.06.2022 г.

9.5. Объем проектирования по наземному НГПО предусмотреть в соответствии с техническими условиями Отдела главного механика УМЭМО от 06.04.2023 г.

9.6. Строительство объектов электроснабжения предусмотреть в соответствии с техническими условиями Отдела главного энергетика УМЭМО от 05.07.2022 г.

Электроснабжение кустов выполнить:

- Куст №33 от концевой опоры №137 ВЛ-6 кВ фидера №13 ПС 110/35/6кВ «Дороховка»;
- Куст №34 от концевой опоры №21/103 ВЛ-6кВ фидера №13 ПС 110/35/6 кВ «Дороховка»;
- Куст №1115 от концевой опоры №14/37/12А/6 ВЛ-6кВ фидера №15 ПС 110/35/6 кВ «Дороховка»;
- Куст №35 от концевой опоры №36/80 ВЛ-6кВ фидера №13 ПС 110/35/6 кВ «Дороховка».

9.7. Объем автоматизации предусмотреть в соответствии со стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.22.1 - 2015 и техническими условиями Отдела автоматизации и метрологии УМЭМО от 05.04.2023 г.

9.8. Выполнить раздел «Сети связи» в соответствии с техническими условиями Отдела информационных технологий и связи от 28.06.2022 г.

9.9. Выполнить требования технических условий УКБ по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам 28.06.2022

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

23

- 8 -

	г. 9.10. В случае необходимости разработки раздела «Система охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения» руководствоваться техническими условиями УКБ от 28.06.2022 г.
10. Требования по вариантной и конкурсной разработке	10.1. Принятые в проектной документации технические и технологические решения должны отвечать требованиям конкурентоспособности и технико-экономической обоснованности, обеспечивать применение энергосберегающих технологий и энергоэффективного оборудования. 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.
11. Требования к проведению предпроектных работ	11.1. Получить информацию о возможных ограничениях (скотомогильники, земли РФ, ООПТ, объекты культурного наследия, ОЗУ и т.д.). 11.2. Перед началом проектирования провести выезд на место с целью предпроектного обследования совместно с представителями Заказчика. 11.3. Выполнить инженерные изыскания в объеме, необходимом для получения информации о возможных ограничениях ведения хозяйственной деятельности, для выбора площадок и трасс трубопроводов, для проведения гидравлического расчета. Объем и необходимость проведения инженерных изысканий согласовать с Заказчиком. 11.4. Разработать и согласовать с Заказчиком принципиальную технологическую схему, гидравлический расчет, карточку оборудования, конструкций и материалов, проработать основные проектные решения по энергетике. 11.5. Выполнить рассмотрение и согласование результатов предпроектной проработки на НТС Общества. 11.6. На этапе разработки 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. 11.7. Идентифицировать объект (площадочно-производственный или линейный) с целью определения необходимости разработки ППТ или ГПЗУ. Проработать вопрос с администрацией

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

24

- 9 -

	<p>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>11.9. Получить информацию из ЕГРН о поставленных на кадастровый учет объектах капитального строительства в пределах площади застройки. Учесть полученную информацию при проектировании новых объектов и реконструкции существующих.</p>
<p>12. Требования по обеспечению энергетической эффективности и оснащённости зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов</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 энергетических 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.
<p>13. Требования к режиму предприятия</p>	<p>13.1. Режим работы круглосуточный, непрерывный.</p>
<p>14. Выделение очередей и этапов, строительства</p>	<p>14.1. Очередность строительства и ввода в эксплуатацию определить проектом, согласовать с Заказчиком.</p>
<p>15. Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</p>	<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>
<p>16. Требования к выполнению инженерных изысканий</p>	<p>16.1. При формировании объема работ по инженерным изысканиям выполнить запрос в НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг» о ранее выполненных инженерных изысканиях, согласовать полученную информацию с Отделом Главного маркшейдера ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».</p>

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

25

- 10 -

	<p>16.2. Приступать 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 04.10.2021 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 предоставлять сводку в отдел ОПР по фактически выполненным работам, с указанием объема работ, количества персонала, фото/видео материала.</p> <p>16.7. Выполнить инженерные изыскания георадаром в объеме, достаточном для подтверждения соответствующего качества выполненных инженерных изысканий.</p> <p>16.8. При проведении инженерных изысканий использовать программный продукт «Мобильное приложение изыскателя».</p> <p>16.9. При пересечении трассы проектируемых коммуникаций с искусственными и водными преградами выполнить контрольное бурение геологических скважин с целью исключения ошибки в инженерных изысканиях.</p>
<p>17. Требования и условия к разработке природоохранных мер и мероприятий</p>	<p>17.1. В составе предпроектной и проектной документации разработать разделы по обеспечению охраны окружающей среды в соответствии 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 документами, 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 05.08.2022, 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</p>

Изм.	Кол.уч.	Лист	Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инд. №подп.
------	---------	------	---------------	----------------	-------------

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

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

26

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.

17.4. 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 заприятием 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».

17.5. В соответствии со статьей 25 ФЗ « О недрах» получить согласование размещения объекта у недропользователя.

17.6. Получить информационное письмо Министерства природных ресурсов, лесного хозяйства и экологии Пермского края о предоставлении (не предоставлении) права пользования участком недр, содержащим общераспространенные полезные ископаемые, в пределах участка намечаемой застройки.

17.7. 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.

17.8. Разработать систему мониторинга поверхностных и подземных вод, согласовать с Управлением по недропользованию по Пермскому краю. В составе проектной документации разработать проект на бурение наблюдательных гидрогеологических скважин.

17.9. В проектной документации предусмотреть ответственность подрядной строительной организации за регистрацию объектов негативного воздействия на окружающую среду и получение разрешительной документации на период строительства.

17.10. Принадлежность к объектам, оказывающим негативное воздействие на окружающую среду в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 №2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий»:

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- 12 -

	<p>- I категория.</p> <p>17.12. При подготовке проектной документации разработать подраздел, содержащий оценку проектных решений на соответствие технологическим показателям наилучших доступных технологий.</p> <p>17.13. В случае необходимости проведения работ по демонтажу участков промышленных трубопроводов, демонтируемые трубы идентифицировать как ТМЦ (МТР).</p> <p>17.14. При разработке материалов по оценке воздействия на водные биологические ресурсы, предусмотреть компенсационные мероприятия по искусственному воспроизводству рыбных запасов выпуском молоди стерляди, исключая другие виды рыб и прочих водных биологических ресурсов.</p> <p>17.15. В случае наличия переходов проектируемых объектов через водные преграды при подготовке проектной документации разработать пакет документов для получения решения о предоставлении водных объектов в пользование в соответствии с Постановлением Правительства РФ №18 от 19.01.2022 «О подготовке и принятии решения о предоставлении водного объекта в пользование» и типовыми техническими условиями Производственного отдела обустройства месторождений и ремонта от 30.05.2023.</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 согласию исходных данных Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю и стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.6.9.2-2019 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 1.6.9.2-2019 «Документация предпроектная и проектная. Требования к составу и содержанию обосновывающих материалов»; - 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»; - СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»; - СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

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

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

28

	<p>эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий);</p> <p>- Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;</p> <p>- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;</p> <p>- Технические регламенты таможенного союза, принятые законами РФ;</p> <p>- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением»;</p> <p>- ГОСТ 32569-2013 трубопроводы технологические стальные и др. действующие нормативные документы.</p> <p>19.2. Разработать раздел «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием» в соответствии с требованиями приложения В к СТО 1.6.9.2-2019.</p> <p>19.3. 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>19.4. 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>19.5. При выполнении проектно-изыскательских работ соблюдать требования «Положение о порядке допуска и организации безопасного производства работ, выполняемых подрядными организациями на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».</p> <p>19.6. Выполнить расчет количества опасного вещества в проектируемых сооружениях, сравнить ее количество с приведенным в действующей декларации промышленной безопасности на ОПО «Система промысловых трубопроводов Дороховского месторождения».</p> <p>19.6.1. В случае изменения технологических процессов на ОПО, либо увеличения опасного вещества более чем на 20%, разработать и</p>
--	--

Интв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- 14 -

	<p>согласовать с Заказчиком декларацию промышленной безопасности (ДПБ) опасного производственного объекта I и II класса опасности (в соответствии с п.23 ЗП), на котором получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества в количествах, указанных в Приложении 2 к Федеральному закону от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (за исключением использования взрывчатых веществ при проведении взрывных работ). В разрабатываемой ДПБ учитывать сведения по ранее разработанным проектам. На разработанную ДПБ получить положительное заключение экспертизы промышленной безопасности, а также получить регистрацию в Ростехнадзоре.</p> <p>19.6.2. В случае отсутствия необходимости разработки декларации промышленной безопасности, разработать раздел «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>20. Расчетная стоимость строительства</p>	<p>20.1. Стоимость строительства определить в соответствии с техническими условиями Отдела экспертизы смет от 14.12.2021 г.</p> <p>20.2. Расчет затрат на доставку оборудования с базы Заказчика до объекта строительства выполнить в соответствии с ТУ ОЭС и утвержденным паспортом инициативы «Снижение стоимости по договору СМР: оптимизация затрат на доставку оборудования».</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, утвержденным 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. <p>21.2. В составе рабочей документации отдельной книгой выпускаются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ведомость объемов работ; - ведомость разграничения поставки материалов и оборудования между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и подрядными организациями;

Изм. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №
-------------	----------------	---------------

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

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

30

- 15 -

	<p>- перечень всех нормативных документов (разъяснений, писем и т. д.), которые используются при разработке данной проектной документации;</p> <p>- сертификаты/декларации соответствия требованиям технических регламентов таможенного союза.</p> <p>21.2.1. В соответствии с утвержденным Постановлением Правительства РФ от 12.11.2020 №1816 разработка проектной документации на линейные сооружения (ВЛ, автодороги, водоводы пресной воды) не требуется. Предоставить Заказчику общую пояснительную записку, содержащую сведения о вышеперечисленных линейных сооружениях.</p> <p>21.3. Подрядчик предоставляет Заказчику проектно-сметную документацию в соответствии с «Типовыми требованиями к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта» от 06.06.2022.</p> <p>21.4. Обеспечить кодирование документации в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ 07-18.2-02-2018.</p> <p>21.5. Документацию на рассмотрение и согласование предоставить через информационную систему Pilot-ICE.</p>
<p>22. Дополнительные условия проектирования</p>	<p>22.1. При разработке проектной и рабочей документации руководствоваться ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации».</p> <p>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.</p> <p>В заказных спецификациях на поставку трубной продукции указывать требование по ограничению содержания неметаллических включений (Приложение №24.19).</p> <p>22.3. На оборудование поставки Заказчика стоимостью (в текущих ценах свыше 5000,0 тыс.руб.) разрабатывать техническое задание на проведение тендера, по выбору поставщика оборудования.</p> <p>22.4. Технические задания и опросные листы на типовое оборудование и оборудование длительного срока изготовления и поставки (Приложение №24.20) разрабатывать на этапе проектной документации.</p>

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

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

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

31

- 16 -

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 23.06.2020 и типовой ведомостью разграничения поставки материалов для объектов капитального строительства между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и подрядными организациями. 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 30.09.2022 г. Управления материально-технического и транспортного обеспечения.

22.8. Разработать программу и порядок проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования с учетом требований РД-07-11.1-001-22, СНиП 3.05.05-84, СНиП 3.05.07-85, и соответствующих обоснований. При проведении пусконаладочных работ предусмотреть проведение следующих замеров: освещенности рабочих мест, эффективности вентиляции (при наличии), уровня шума. Формат программ пусконаладочных работ дополнительно согласовать с Заказчиком.

22.9 «При выполнении проектной документации предусмотреть после завершения строительномонтажных и пусконаладочных работ проведение комплексного опробования оборудования и систем, в ходе которого выполняется проверка, регулировка и обеспечение совместной взаимосвязанной работы оборудования в предусмотренном проектом технологическом процессе на холостом ходу с последующим переводом оборудования на работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим, обеспечивающий выпуск первой партии продукции в объеме, установленном на начальный период освоения проектной мощности объекта, в соответствии с программой пусконаладочных работ, разработанной в объеме требований РД-07-11.1-001-22 «Требования к пусконаладочным работам оборудования, систем и объектов, завершаемых строительством, ремонтом, реконструкцией и модернизацией» и «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила в безопасности в нефтяной и

Инд. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

32

- 17 -

газовой промышленности».

22.10. 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.

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

22.12. При наличии пересечений проектируемых трубопроводов с существующими инженерными коммуникациями и автодорогами запросить технические условия на пересечения или работу в охранных зонах в организациях, являющихся собственниками данных сооружений. Проектные решения согласовать на соответствие выданным техническим условиям до включения в проектную документацию. Технические условия и результаты согласований проектных решений на соответствие выданным ТУ включить в состав проектной документации.

22.13. 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.

22.14. Разработать проект организации дорожного движения по проектируемым дорогам.

22.15. 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.

22.16. Согласовать РКД на основное оборудование по запросу Заказчика.

22.17. При выполнении проектной документации предусмотреть требование о выполнении работ по неразрушающему контролю сварного соединения и нанесению антикоррозионного покрытия с привлечением независимых лабораторий, не входящих в состав Генподрядных организаций.

22.18. При выполнении работ рассмотреть альтернативные проектные решения по снижению стоимости строительства.

22.19. 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 будут включены в проект «строительство скважин» (в составе ПСД на бурение эксплуатационных скважин) (Методические рекомендации по бухгалтерскому

Инов. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

33

	<p>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).</p> <p>22.20. 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».</p> <p>22.21. На этапе инженерного обеспечения бурения скважин на кустовых площадках предусмотреть систему водоотводных канав по периметру кустовой площадки со сбором незагрязнённых ливневых вод в гидроизолированные грунтовые котлованы, а также систему дренажа ливневых вод.</p> <p>22.22. Проектную документацию разработать в соответствии с:</p> <ul style="list-style-type: none"> - утвержденным типовым проектным решением. <p>22.23. Выполнить расчет экономического эффекта от реализации инициатив ПОУР:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Корректировка проектного решения схемы кустовой площадки; - Сокращение стоимости ПИР на обустройство кустовых площадок; - Оптимизация размещения кустовых площадок; - Оптимизация затрат на обустройство скважин малого диаметра; - Снижение стоимости по договору СМР: оптимизация затрат на доставку оборудования. <p>Согласовать расчеты с Отделом методологии организации строительства.</p> <p>22.24. Рассмотреть возможность применения складских труб для выполнения свайного основания под объекты обустройства кустовых площадок. Номенклатуру имеющихся труб запросить у Заказчика.</p> <p>22.25. При проектировании руководствоваться Пилотным проектом по унификации проектных решений «Обустройство кустовых площадок месторождений нефти на периоды бурения и эксплуатации» утверждённым решением №2-НТС-ГиД НК «ЛУКОЙЛ 04.06.2020.</p> <p>22.26. При разработке проектных решений применять документацию типового проектирования в соответствии с Протоколом секции «Геологоразведка и добыча» НТС ПАО «ЛУКОЙЛ» № 4-НТС-ГиД от 25.08.2021</p>
<p>23. Идентификация объекта в соответствии со статьёй 4 Федерального закона РФ №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический</p>	<p>23.1. Назначение: Опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса.</p> <p>23.2. Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам,</p>

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

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

- 19 -

регламент о безопасности зданий и сооружений»

функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность:

- фонд скважин Дороховского нефтяного месторождения ЦДНГ - 1
- система промысловых трубопроводов Дороховского месторождения.

23.3. Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружений:

- наличие опасных природных процессов и явлений определить инженерными изысканиями.

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»):

- фонд скважин Дороховского нефтяного месторождения ЦДНГ-1: признаки опасности п.2.1. и 2.2а, класс опасности IV;

- система промысловых трубопроводов Дороховского месторождения: признаки опасности 2.1, 2.2а, класс опасности I.

23.5. Пожарная и взрывопожарная опасность:

- взрывопожароопасный.

23.6. Наличие помещений с постоянным пребыванием людей:

- помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют.

23.7. Уровень ответственности:

- фонд скважин Дороховского нефтяного месторождения ЦДНГ-1: нормальный;

- система промысловых трубопроводов Дороховского месторождения: повышенный.

23.8. Признаки идентификации уточнить при разработке проектной документацией.

24. Исходные данные, предоставляемые заказчиком

24.1. Задание на проектирование, утвержденное Заместителем Генерального директора по бурению на 6 л.

24.2. Исходные данные Отдела разработки нефтяных и газовых месторождений УРНГМ от 26.05.2023 на 1 л.

24.2. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа (УТДНиГ):

- Отдела добычи нефти от 03.04.2023 на 10 л.,

- Отдела поддержания пластового давления от 31.03.2023 на 3 л.

24.4. Технические условия Управления механоэнергетического и метрологического обеспечения (УМЭМО):

- Отдела главного механика от 06.04.2023 на 4 л.,

- Отдела главного энергетика от 06.04.2023 на 2 л.,

- Отдела автоматизации и метрологии от 05.04.2023

Интв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. интв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

35

- 20 -

	<p>на 6 л.,</p> <p>- Отдела трубопроводного транспорта от 29.06.2022 на 2 л.</p> <p>24.5. Технические условия Управления корпоративной безопасности по Пермскому краю (УКБ):</p> <p>- Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам от 28.06.2022 на 1 л.;</p> <p>- Технические условия на разработку проекта Система охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения от 28.06.2022 на 1л.</p> <p>24.6. Технические условия Отдела информационных технологий и связи от 28.06.2022 на 2 л.</p> <p>24.7. Исходные данные Управления персоналом на 2 л.</p> <p>24.8. Типовые технические условия Управления охраны труда, промышленной и экологической безопасности для включения в задание на проектирование объектов строительства, технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта от 05.08.2022 на 9 л.</p> <p>24.9. Типовые технические условия Производственного отдела обустройства месторождений и ремонта от 30.05.2023 на 1 л.</p> <p>24.10. Типовые технические условия Отдела землеустроительных работ от 30.03.2018 на 5 л.</p> <p>24.11. Типовые технические условия Отдела главного маркшейдера от 04.10.2021 на 1 л.</p> <p>24.12. Технические условия Отдела экспертизы смет от 14.12.2021 на 9 л.</p> <p>24.13. Требования УМТиТО в части данных для заказа оборудования и материалов в составе проектно-сметной документации от 30.09.2022 на 3 л.</p> <p>24.14. Протокол совещания по вопросу выполнения актов натурного обследования от 30.04.2014 на 1 л.</p> <p>24.15. Технические условия Отдела планирования и организации строительства от 13.01.2020 на 1 л.</p> <p>24.16. Указания по формированию раздела «Проект организации строительства» в составе проектной документации на 5 л.</p> <p>24.17. Типовые требования к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта от 06.06.2022 на 4 л.</p> <p>24.18. Типовые технические условия Отдела организации проектных работ от 23.06.2020 на 6 л.</p> <p>24.19. Исходные данные Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю.</p> <p>24.20. Требования по ограничению содержания неметаллических включений для трубопроводов на 1 л.</p> <p>24.21. Перечень оборудования длительного срока изготовления и поставки на 1 л.</p>
--	---

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

36

- 21 -

24.22. Действующая декларация промышленной безопасности на ОПО «Система промысловых трубопроводов Дороховского месторождения».

Заказчик:
Заместитель начальника
Отдела проектных работ и экспертизы
проектов и смет

Согласовано:
Отдел по обеспечению поддержки
проектной деятельности


_____ В.А. Максимовских
« _____ » _____ 2023 г.


_____ А.Л. Яскин
« 16 » 05 _____ 2023 г.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подпись

Приложение А2 Задание на проектирование по объекту «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модель 145)»

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель Генерального директора
по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»


 _____ В.Ф. Звягин
 « 26 » _____ 05 _____ 2023 г

Задание на проектирование
«Строительство и обустройство скважин
Дороховского месторождения
(модуль 145)»

Начальник Управления разработки
нефтяных и газовых месторождений


 _____ Е.В. Филиппов
 «26» _____ 05 _____ 2023 .

Начальник Управления по бурению


 _____ А.В. Мосин
 «26» _____ 05 _____ 2023 .

Пермь, 2023

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

Направление проектирования	Требования Заказчика
1. Наименование месторождения (площади).	Дороховское месторождение
2. Государство, область, район	Российская Федерация, Пермский край
3. Номер нефтерайона	17А
4. Основание для проектирования	Инвестиционная программа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2023-2025 гг.
5. Цель бурения	Эксплуатационное
6. Назначение скважин	Эксплуатационные
7. Проектный эксплуатационный горизонт	Тл-Бб, Мл, Т
8. Проектный базисный горизонт	Тулско-Бобриковские отложения (Тл-Бб), Малиновские отложения (Мл), Турнейские отложения (Т)
9. Номера скважин, строящихся по данному проекту	<p>Скважины малого диаметра</p> <p>Куст № 33: скв. № 1515 – добывающая наклонно – направленная.</p> <p>Куст № 34 расширение: скв. № 1354 – нагнетательная наклонно – направленная; скв. № 1350, 1351, 1352 – добывающие наклонно – направленные; скв. № 1350 – добывающая наклонно – направленная с горизонтальным окончанием;</p> <p>Куст № 1115 расширение: скв. № 1522, 1410 – нагнетательные наклонно – направленные скв. № 1408, 1420, 1409– добывающие наклонно – направленные; скв. № 1517, 1519 – добывающие наклонно – направленные с горизонтальным окончанием;</p> <p>Куст № 35 расширение: скв. № 1520 – нагнетательная наклонно – направленная скв. № 1525, 1530 – добывающие наклонно – направленные; скв. № 1526– добывающая наклонно – направленная с горизонтальным окончанием.</p> <p>Данные по назначению и типам скважин приведены в приложении 1.</p>
10. Геолого-техническая информация.	Стратиграфический разрез, литология, интервалы осложнений, давление и температура по разрезу скважины, газо-, водо- и нефтенасыщенность – база данных проектировщика.
11. Профиль ствола скважины	Расчет проектировщика. Отклонение по вертикали при наклонно-направленном бурении согласно расчетному профилю проектировщика.
12. Конструкция забоя	Для наклонно-направленных скважин эксплуатационная колонна спускается на проектную глубину, перекрывая продуктивный пласт, скважина цементируется до устья с последующей перфорацией. Глубина наклонно-направленных скважин ниже отметки ВНК на 30-40 м.
13. Радиус круга допуска, м.	50
14. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град./10м.	Устанавливается проектировщиком
15. Расстояние между устьями скважин, м.	13,5

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

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 построенной скважины; «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНПП, утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 №534).
18. Тип и грузоподъемность буровой установки.	Устанавливается проектировщиком, в соответствии с требованиями п.315 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора РФ от 15.12.2020 №534).
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 вышкомонтажных 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» 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», утвержденных приказом Ростехнадзора РФ от 15.12.2020.
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 15.12.2020 г №534
32. Типы долот	Применение оборудования с учетом передового опыта отечественных и зарубежных компаний с целью достижения максимальных коммерческих скоростей.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №			

33. Типы гидравлических забойных двигателей	Применение оборудования с учетом передового опыта отечественных и зарубежных компаний с целью достижения максимальных коммерческих скоростей.
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» Б.Г. Алексеевым в 2021г.
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 изысканий.	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»	1) Назначение: Опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса. 2) Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально – технологические особенности которых влияют на их безопасность: - участок ведения буровых работ; - фонд скважин; - система промысловых трубопроводов; - объекты инженерного обеспечения. 3) Возможность опасных природных процессов и явлений, и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения: -карстовый район, площадку под строительство определить инженерными изысканиями. 4) Принадлежность к опасным производственным объектам: - по степени опасности относится к типу 3.2 по административному регламенту РТН; - по градостроительному кодексу ст. 48.1 п.11 в. 5) Пожарная и взрывопожарная опасность: - взрывопожароопасный. 6) Наличие помещений с постоянным пребыванием людей: - помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют (на момент строительства предусмотрены вагон-дома для постоянного проживания персонала буровой бригады). 7) Уровень ответственности: - повышенный.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Индв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №			

	8) Признаки идентификации подтвердить проектной документацией.
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	Электрокотел.
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
разработки месторождений нефти и газа.



В.Г. Пермяков

Начальник отдела геофизики



И.А. Черных

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

ПРИЛОЖЕНИЕ №

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

Дата: 26.05.2023

Технические условия к проектированию объекта "Строительство и обустройство скважин
Дороховского месторождения (модуль 145)"

№ п/п	Месторождение	Тип скважины	Площадь	Номер куста	Номер скважины	Пласт	Назначение скважины	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости м³/сут	Примечание, м3/сут	Примечание
1	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская,	33	1515	Т	добывающая	7,9	12,1		СМД
2	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	34 расш.	1350	Тл-Бб	добывающая	12,2	17,9		СМД
3	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	34 расш.	1351	Тл-Бб	добывающая	14,4	21,2		СМД
4	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	34 расш.	1352	Тл-Бб	добывающая	15,1	22,2		СМД
5	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	34 расш.	1354	Тл-Бб	нагнетательная			50	СМД
6	Дороховское	горизонтальная	Восточно-Дороховская, северный купол	34 расш.	1527	Т	добывающая	16,3	24,8		СМД
7	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1408	Мл	добывающая	7,0	10,4		СМД
8	Дороховское	горизонтальная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1517	Т	добывающая	9,1	13,8		СМД
9	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1420	Мл	добывающая	14,2	21,1		СМД
10	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1522	Т	нагнетательная			40	СМД
11	Дороховское	горизонтальная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1519	Т	добывающая	16,4	24,9		СМД
12	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1410	Мл	нагнетательная			50	СМД
13	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1409	Мл	добывающая	4,9	7,3		СМД
14	Дороховское	горизонтальная	Восточно-Дороховская, северный купол	35 расш.	1526	Т	добывающая	18,0	27,4		СМД
15	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	35 расш.	1520	Т	нагнетательная			40	СМД
16	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	35 расш.	1525	Т	добывающая	9,8	14,9		СМД
17	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	35 расш.	1530	Т	добывающая	8,2	12,4		СМД
	Итого:			17			154	153,6	230,4	180,0	

Основание для проектирования:

- «Дополнение к технологической схеме разработки Дороховского газонефтяного месторождения Пермского края», утвержденное Протоколом заседания Приволжской Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр № 2076 от 22.12.2021 г.
- Инвестиционная программа ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на 2023-2025 гг.

- Давление на устье нагнетательных скважин - 16 МПа.
СМД-скважина малого диаметра

Начальник ОМРНГМ



В.Г.Пермяков

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

43

ПРИЛОЖЕНИЕ №

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

Дата: 26.05.2023

Технические условия к проектированию объекта "Строительство и обустройство скважин
Дороховского месторождения (модуль 145)"

№ п/п	Месторождение	Тип скважины	Площадь	Номер куста	Номер скважины	Пласт	Назначение скважины	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости м ³ /сут	Проницаемость, мЗ/сут	Примечание
1	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская,	33	1515	Т	добывающая	7,9	12,1		СМД
2	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	34 расш.	1350	Тл-ББ	добывающая	12,2	17,9		СМД
3	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	34 расш.	1351	Тл-ББ	добывающая	14,4	21,2		СМД
4	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	34 расш.	1352	Тл-ББ	добывающая	15,1	22,2		СМД
5	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	34 расш.	1354	Тл-ББ	нагнетательная			50	СМД
6	Дороховское	горизонтальная	Восточно-Дороховская, северный купол	34 расш.	1527	Т	добывающая	16,3	24,8		СМД
7	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1408	Мл	добывающая	7,0	10,4		СМД
8	Дороховское	горизонтальная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1517	Т	добывающая	9,1	13,8		СМД
9	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1420	Мл	добывающая	14,2	21,1		СМД
10	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1522	Т	нагнетательная			40	СМД
11	Дороховское	горизонтальная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1519	Т	добывающая	16,4	24,9		СМД
12	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1410	Мл	нагнетательная			50	СМД
13	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	1115 расш.	1409	Мл	добывающая	4,9	7,3		СМД
14	Дороховское	горизонтальная	Восточно-Дороховская, северный купол	35 расш.	1526	Т	добывающая	18,0	27,4		СМД
15	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	35 расш.	1520	Т	нагнетательная			40	СМД
16	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	35 расш.	1525	Т	добывающая	9,8	14,9		СМД
17	Дороховское	наклонно-направленная	Восточно-Дороховская, северный купол	35 расш.	1530	Т	добывающая	8,2	12,4		СМД
Итого:				17			154	153,6	230,4	180,0	

Основание для проектирования:

- «Дополнение к технологической схеме разработки Дороховского газонефтяного месторождения Пермского края», утвержденное Протоколом заседания Приволжской Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр № 2076 от 22.12.2021 г.
- Инвестиционная программа ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на 2023-2025 гг.

- Давление на устье нагнетательных скважин - 16 МПа.

СМД-скважина малого диаметра

Начальник ОМРНГМ



В.Г.Пермяков

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

44

Приложение АЗ Технические условия отдела добычи нефти УТДНГ от 03.04.2023 (Куст №33)

Типовая форма ТУ
 ТС/49/2020
 № а-49 от 03.02.2020

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ Отдела добычи нефти Управления технологии добычи нефти и газа

Объект: «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)».
 Куст №33 (существующий, расширение).
 Дата: 03.04.2023

1. Исходные данные для проектирования:
 - количество скважин-1, № 1515.
 - из них: добывающих-1, № 1515;
 2. Предусмотреть проектом:
 - 2.1. Обустройство скважины;
 - 2.2. Способ эксплуатации скважины—ШГН(СМД);
 - 2.3. Учет жидкости организовать через ГЗУ-01483;
 - 2.4. Обеспечить вывод информации в системы типа Телескоп+, АСОДУ, iWell ОПС ЦДНГ №1 и ЦИТС «Чернушка»; МПД.
 - 2.5. Транспорт продукции—трубопроводный.
 - 2.6. Элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка, площадка под агрегат).
 3. Строительство выкидных линий.
 - от скважины до ГЗУ-01483.
- Предусмотреть проектом на основании гидравлических и прочностных расчетов:
- 3.1. Протяженность;
 - 3.2. Диаметр;
 - 3.3. Тип материала труб;
 - 3.4. Рабочее давление;
 - 3.5. Давление испытания.
4. Строительство нефтегазосборного коллектора
 Не требуется.
 5. Строительство трубопровода предусмотреть в существующем коридоре коммуникаций.
 6. Максимальную нагрузку (объем перекачки) на трубопровод с учетом перспективных планов развития;
 7. Расположение оптимальной точки подключения к существующей системе трубопроводов уточняется и согласовывается в ЦДНГ проектным институтом;
 8. Технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно-насосном оборудовании и в трубопроводах (в зависимости от материала трубы);
 9. Нормативный срок эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет;
 10. Технологическую схему сбора и транспорта нефти месторождения с указанием переходов через дороги, водные преграды, средства электрохимзащиты;
 11. Планируемые показатели эксплуатации скважин в приложении №1;
 12. Произвести расчет пропускной способности объекта сбора и перекачки продукции, на который транспортируется продукция с проектируемых скважин;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №				

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

45

10. Технологическую схему сбора и транспорта нефти месторождения с указанием переходов через дороги, водные преграды, средства электрохимзащиты;
11. Планируемые показатели эксплуатации скважин в приложении №1;
12. Произвести расчет пропускной способности объекта сбора и перекачки продукции, на который транспортируется продукция с проектируемых скважин;
13. При проектировании учитывать влияние ранее выполненных проектов;
14. При выборе вариантов разработки и обустройства значимых месторождений необходимо применение интегрированных моделей;
15. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа используются Отделом трубопроводного транспорта УМЭМО.

Начальник Отдела добычи нефти

Заместитель начальника ЦИТС Чернушка



А.А. Конев

Красноборов Д.Н.
Тел. 56-204

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
									2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	46

Приложение А4 Технические условия отдела добычи нефти УТДНГ от 03.04.2023 (Куст №34)

Типовая форма ТУ
ФС/49/2020
№ а-49 от 03.02.2020

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ Отдела добычи нефти Управления технологии добычи нефти и газа

Объект: «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)».
Куст №34 (существующий, расширение).
Дата: 03.04.2023

1. Исходные данные для проектирования:
 - количество скважин-5, №№ 1350,1351,1352,1354,1527.
 - из них: добывающих-4, № №№ 1350,1351,1352,1527;
нагнетательная – 1, № 1354.
 2. Предусмотреть проектом:
 - 2.1. Обустройство скважин;
 - 2.2. Способ эксплуатации скважины–ШГН(СМД);
 - 2.3. Учет жидкости организовать по 3 скважинам через ГЗУ-01406, 1 скважину оснастить индивидуальным измерительным устройством;
 - 2.4. Обеспечить вывод информации в системы типа Телескоп+, АСОДУ, iWell ОПС ЦДНГ №1 и ЦИТС «Чернушка»; МПД;
 - 2.5. Транспорт продукции–трубопроводный;
 - 2.6. Элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка, площадка под агрегат).
 3. Строительство выкидных линий.
 - от скважин до ГЗУ-01406.
- Предусмотреть проектом на основании гидравлических и прочностных расчетов:
- 3.1. Протяженность;
 - 3.2. Диаметр;
 - 3.3. Тип материала труб;
 - 3.4. Рабочее давление;
 - 3.5. Давление испытания.
4. Строительство нефтегазосборного коллектора
Не требуется.
 5. Строительство трубопроводов предусмотреть в существующем коридоре коммуникаций.
 6. Максимальную нагрузку (объем перекачки) на трубопровод с учетом перспективных планов развития;
 7. Расположение оптимальных точек подключения к существующей системе трубопроводов уточняется и согласовывается в ЦДНГ проектным институтом;
 8. Технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно-насосном оборудовании и в трубопроводах (в зависимости от материала трубы);
 9. Нормативный срок эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет;
 10. Технологическую схему сбора и транспорта нефти месторождения с указанием переходов через дороги, водные преграды, средства электрохимзащиты;
 11. Планируемые показатели эксплуатации скважин в приложении №1;
 12. Произвести расчет пропускной способности объекта сбора и перекачки продукции, на который

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инов. №подл.							2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- транспортируется продукция с проектируемых скважин;
13. При проектировании учитывать влияние ранее выполненных проектов;
14. При выборе вариантов разработки и обустройства значимых месторождений необходимо применение интегрированных моделей;
15. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа используются Отделом трубопроводного транспорта УМЭМО.

Начальник Отдела добычи нефти

Заместитель начальника ЦИТС Чернушка



А.А. Конев

Красноборов Д.Н.
Тел. 56-204

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		

Приложение А5 Технические условия отдела добычи нефти УТДНГ от 03.04.2023 (Куст №1115)

Типовая форма ТУ
 ФС/49/2020
 № а-49 от 03.02.2020

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ Отдела добычи нефти Управления технологии добычи нефти и газа

Объект: «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)».
 Куст № 1115 (существующий, расширение).
 Дата: 03.04.2024

1. Исходные данные для проектирования:
 - количество скважин-7, №№ 1408,1517,1420,1522,1519,1410,1409.
 - из них: добывающих-5, №№ 1408,1517,1420,1519,1409;
 нагнетательных – 2 №№1522, 1410.
2. Предусмотреть проектом:
 - 2.1. Обустройство скважин;
 - 2.2. Способ эксплуатации скважин–ИПН(СМД);
 - 2.3. Учет жидкости организовать через индивидуальное измерительное устройство (тип ИИУ определить проектом с учетом ФХС проектируемых объектов);
 - 2.4. Место монтажа ИИУ- в обвязке каждой скважины;
 - 2.5. Строительство сборной гребенки скважин;
 - 2.6. Обеспечить вывод информации в системы типа Телескоп+, АСОДУ, iWell ОПС ЦДНГ №1 и ЦИТС «Чернушка»; МПД.
 - 2.7. Транспорт продукции–трубопроводный.
 - 2.8. Элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка, площадка под агрегат).
3. Строительство выкидных линий.
 Не требуется.
4. Строительство нефтегазосборного коллектора
 - от скважины до проектируемой гребенки;
 - от проектируемой гребенки до т. врезки в нефтепровод с куста 1115.
 Предусмотреть проектом на основании гидравлических и прочностных расчетов:
 - 4.1. Протяженность;
 - 4.2. Диаметр;
 - 4.3. Тип материала труб;
 - 4.4. Рабочее давление;
 - 4.5. Давление испытания.
5. Строительство трубопроводов предусмотреть в существующем коридоре коммуникаций.
6. Максимальную нагрузку (объем перекачки) на трубопровод с учетом перспективных планов развития;
7. Расположение оптимальной точки подключения к существующей системе трубопроводов уточняется и согласовывается в ЦДНГ проектным институтом;
8. Технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно-насосном оборудовании и в трубопроводах (в зависимости от материала трубы);
9. Нормативный срок эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет;

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

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

49

13. При проектировании учитывать влияние ранее выполненных проектов;
14. При выборе вариантов разработки и обустройства значимых месторождений необходимо применение интегрированных моделей;
15. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа используются Отделом трубопроводного транспорта УМЭМО.

Начальник Отдела добычи нефти
Заместитель начальника ЦИТС Чернушка



А.А. Конев



Красноборов Д.Н.
Тел. 56-204

Инв. №подл.	Подпись и дата					Взаим. инв. №	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
							50

Приложение А6 Технические условия отдела добычи нефти УТДНГ от 03.04.2023 (Куст №35)

Типовая форма ТУ
 ГС/49/2020
 № а-49 от 03.02.2020

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ Отдела добычи нефти Управления технологии добычи нефти и газа

Объект: «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)».
 Куст № 35 расширение.
 Дата: 03.04.2023

1. Исходные данные для проектирования:
 - количество скважин-4, №№ 1526,1520,1525,1530.
 - из них: добывающих-3, №№ 1526,1525,1530;
 нагнетательная – 1 № 1520.
2. Предусмотреть проектом:
 - 2.1. Обустройство скважин;
 - 2.2. Способ эксплуатации скважин–ШГН(СМД);
 - 2.3. Учет жидкости организовать:
 - 2 скважины на 2 свободных отвода ГЗУ 1407;
 - 1 скважина через индивидуальное измерительное устройство (тип ИИУ определить проектом с учетом ФХС проектируемых объектов), место монтажа ИИУ - в обвязке.
 Порядок подключения согласовывается в ЦДНГ проектным институтом.
 - 2.4. Обеспечить вывод информации в системы типа Телескоп+, АСОДУ, iWell ОПС ЦДНГ №1 и ЦИТС «Чернушка»; МПД.
 - 2.5. Транспорт продукции–трубопроводный;
 - 2.6. Элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка, площадка под агрегат).
3. Строительство выкидных линий.
 Предусмотреть проектом на основании гидравлических и прочностных расчетов:
 - 3.1. Протяженность;
 - 3.2. Диаметр;
 - 3.3. Тип материала труб;
 - 3.4. Рабочее давление;
 - 3.5. Давление испытания.
4. Строительство нефтегазосборного коллектора
 Не требуется.
5. Строительство трубопроводов предусмотреть в существующем коридоре коммуникаций.
6. Максимальную нагрузку (объем перекачки) на трубопровод с учетом перспективных планов развития;
7. Расположение оптимальных точек подключения к существующей системе трубопроводов уточняется и согласовывается в ЦДНГ проектным институтом;
8. Технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно-насосном оборудовании и в трубопроводах (в зависимости от материала трубы);
9. Нормативный срок эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №			

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

51

- 10. Технологическую схему сбора и транспорта нефти месторождения с указанием переходов через дороги, водные преграды, средства электрохимзащиты;
- 11. Планируемые показатели эксплуатации скважин в приложении №1;
- 12. Произвести расчет пропускной способности объекта сбора и перекачки продукции, на который транспортируется продукция с проектируемых скважин;
- 13. При проектировании учитывать влияние ранее выполненных проектов;
- 14. При выборе вариантов разработки и обустройства значимых месторождений необходимо применение интегрированных моделей;
- 15. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа используются Отделом трубопроводного транспорта УМЭМО.

Начальник Отдела добычи нефти

Заместитель начальника ЦИТС Чернушка



А.А. Конев

Красноборов Д.Н.
Тел. 56-204

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

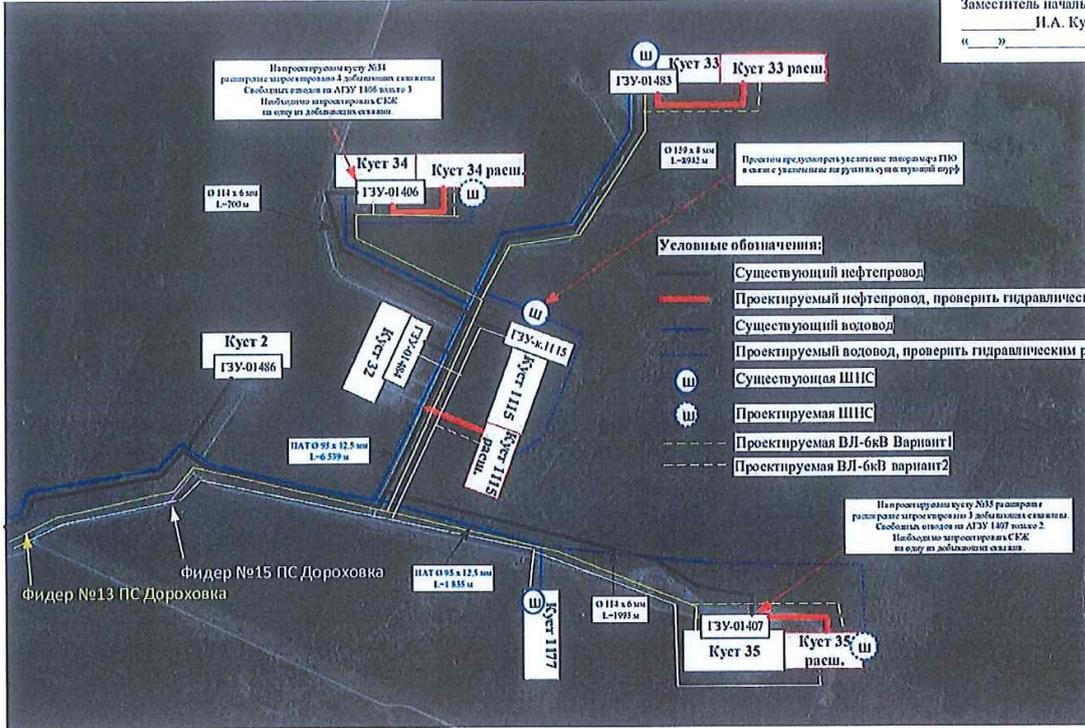
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

**Принципиальная схема сбора нефти для разработки ПСД по проекту
«Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)»**

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель начальника ЦДНГ №
В.В. Назаров
« » 2023 г.

Согласовано:
Заместитель начальника ЦДНГ №1
И.А. Курочкин
« » 2023 г.



Sele

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Приложение № 1

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

Дата: 29.03.2023

Технические условия к проектированию объекта "Строительство и обустройство скважин
Дороховского месторождения (модуль 145)"

№ п/п	Месторождение	Площадь	Номер куста	Номер скважины	Пласт	Назначение скважины	Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости м ³ /сут	Премьерность, м3/сут	Примечание
1	Дороховское	Восточно-Дороховская, восточный	33	1515	Т	добывающая	7,9	12,1		СМД
2	Дороховское	Дороховская, восточный	34 расш.	1350	Тл-ББ	добывающая	12,2	17,9		СМД
3	Дороховское	Дороховская, восточный	34 расш.	1351	Тл-ББ	добывающая	14,4	21,2		СМД
4	Дороховское	Дороховская, восточный	34 расш.	1352	Тл-ББ	добывающая	15,1	22,2		СМД
5	Дороховское	Дороховская, восточный	34 расш.	1354	Тл-ББ	нагнетательная			50	СМД
6	Дороховское	Дороховская, восточный	34 расш.	1527	Т	добывающая	16,3	24,8		СМД
7	Дороховское	Дороховская, восточный	1115 расш.	1408	Мл	добывающая	7,0	10,4		СМД
8	Дороховское	Дороховская, восточный	1115 расш.	1517	Т	добывающая	9,1	13,8		СМД
9	Дороховское	Дороховская, восточный	1115 расш.	1420	Мл	добывающая	14,2	21,1		СМД
10	Дороховское	Дороховская, восточный	1115 расш.	1522	Т	нагнетательная			40	СМД
11	Дороховское	Дороховская, восточный	1115 расш.	1519	Т	добывающая	16,4	24,9		СМД
12	Дороховское	Дороховская, восточный	1115 расш.	1410	Мл	нагнетательная			50	СМД
13	Дороховское	Дороховская, восточный	1115 расш.	1409	Мл	добывающая	4,9	7,3		СМД
14	Дороховское	Дороховская, восточный	35 расш.	1526	Т	добывающая	18,0	27,4		СМД
15	Дороховское	Дороховская, восточный	35 расш.	1520	Т	нагнетательная			40	СМД
16	Дороховское	Дороховская, восточный	35 расш.	1525	Т	добывающая	9,8	14,9		СМД
17	Дороховское	Дороховская, восточный	35 расш.	1530	Т	добывающая	8,2	12,4		СМД
	Итого:			17			154	230,4	180,0	

Основание для проектирования:

- «Дополнение к технологической схеме разработки Дороховского газонефтяного месторождения Пермского края», утвержденное Протоколом заседания Приуралской Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр № 2076 от 22.12.2021 г.
 - Инвестиционная программа ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на 2023-2025 гг.
2. Давление на устье нагнетательных скважин - 16 МПа.
СМД-скважина малого диаметра

Начальник ОМРНГМ



В.Г.Пермяков

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

54

Приложение А7 Технические условия ОППД от 31.03.2023.

Технические условия Отдела поддержания пластового давления

Объект: Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145).

Дата: 31.03.2023 г.

Назначение: Организация системы ППД на скважинах №№ 1354, 1522, 1410, 1520 Дороховского месторождения.

1. *Цель строительства:* реализация проектных решений по системе ППД
2. *Технические решения:* В качестве водисточника для закачки в скважины №№ 1354, 1522, 1410, 1520 Дороховского месторождения будет использоваться пресная техническая вода с водозабора «Тюш».

При проектировании предусмотреть:

Куст 34 расш.

- ✓ строительство низконапорного водовода от точки врезки в низконапорный водовод «т.вр. - УНУ ППД на скв. № 1514 кусте № 34» до УНУ ППД скв. № 1354;
- ✓ установку УНУ ППД на скв. № 1354;
- ✓ установку прибора учета закачиваемой воды на скважине № 1354 и подключение его к системе телемеханики ЦДНГ № 1;
- ✓ обустройство нагнетательной скважины № 1354: строительство приустьевой площадки, площадки под ремонтный агрегат, установку нагнетательной арматуры, обвязку нагнетательного водовода с нагнетательной арматурой скважины.

Куст 1115 расш.

- ✓ произвести оценку производительности существующего насосного оборудования на ШНС куст № 1115. При необходимости предусмотреть замену насосного оборудования в ШНС.
- ✓ строительство высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «ШНС на кусте № 1115 – ВРП на кусте № 1115» до скв. № 1522;
- ✓ строительство высоконапорного водовода от точки врезки в высоконапорный водовод «т.вр.- скв. 1522» до скв. № 1410;
- ✓ установку приборов учета закачиваемой воды на скважинах №№ 1522, 1410 и подключение их к системе телемеханики ЦДНГ № 1;
- ✓ обустройство нагнетательных скважин №№ 1522, 1410: строительство приустьевых площадок, площадок под ремонтные агрегаты, установку нагнетательных арматур, обвязку нагнетательных водоводов с нагнетательными арматурами скважин.

Куст 35 расш.

- ✓ строительство низконапорного водовода от точки врезки в низконапорный водовод «т.вр. - ШНС на кусте № 1177» до УНУ ППД на скв. № 1520;
- ✓ установку УНУ ППД на скв. № 1520;
- ✓ установку прибора учета закачиваемой воды на скважине № 1520 и подключение его к системе телемеханики ЦДНГ № 1;
- ✓ обустройство нагнетательной скважины № 1520: строительство приустьевой площадки, площадки под ремонтный агрегат, установку нагнетательной арматуры, обвязку нагнетательного водовода с нагнетательной арматурой скважины.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №			

Физико-химическая характеристика пресной технической воды с водозабора «Тюш»

Наименование	Един. изм.	Показатели
Плотность	кг/м ³	1000
Минерализация	мг/л	300-487,6
Водородный показатель Рн		7,2 - 7,8
Коррозионная активность	мм/год	0,08 – 0,085
Содержание сероводорода	мг/л	-
Содержание растворенного кислорода O ₂ , мг/л	мг/л	0,35 - 0,5
Содержание нефтепродуктов, мг/л	мг/л	0,02 – 0,3
Содержание в воде механических примесей	мг/л	1,0 - 2,4
Содержание закисного железа Fe	мг/л	-
Сульфатовосстанавливающие бактерии, мг/л	мг/л	-

Начальник Отдела ППД

А.Н. Шаниязов

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

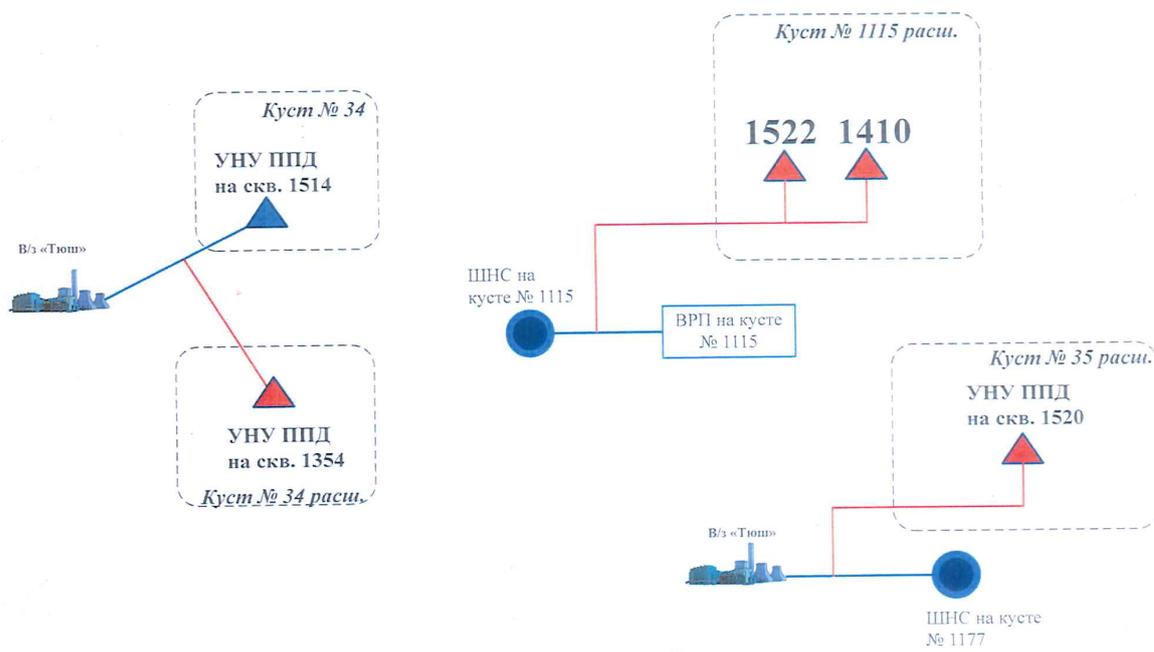
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

56

Принципиальная схема по объекту «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения, модуль 145.



Ведущий инженер ОППД

Насонов А.С.

Инов. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ОТДЕЛ ГЛАВНОГО МЕХАНИКА

Наименование инвестиционного мероприятия:	Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145).
Основание:	С-6250 23 от 05.04.2023
Дата:	06.04.2023

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 09-001-2013.
- 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 недействующих 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-07-11.1-001-22 «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).

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

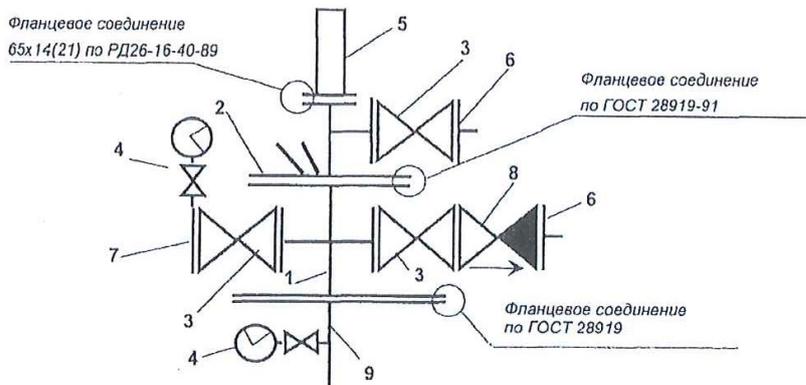
2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

58

2. Обустройство скважин эксплуатационного бурения.

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



- 1. Трубная головка. 2. Переводник трубной головки с 2-мя кабельными вводами. 3. Задвижка дисковая ЗД.
- 4. Устройство разрядно-спускное с манометром. 5. Сальник штангового насоса (Ф 32).
- 6. Фланец ответный под приварку трубы Ф89. 7. Фланец с заглушкой НКТ60.
- 8. Клапан обратный регулируемый. 9. Обвязка колонная

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.....	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.....	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.....	К1

Прочие требования:

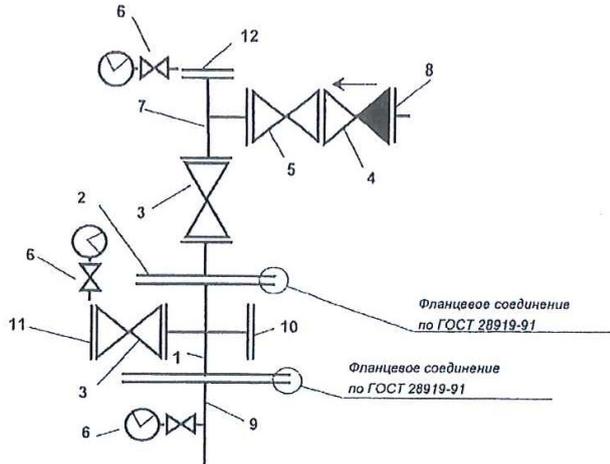
Наличие сертификатов соответствия/деклараций таможенного союза о соответствии ТР ТС 010/2011 на устьевую арматуру, запорные устройства, колонные обвязки

Предусмотреть при способе эксплуатации ШГН привод штангового насоса (станок-качалка). В сметах предусмотреть затраты на монтаж и ПНР приводов.

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2.2 Предусмотреть проектом 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-спусное 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 устьевоего 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 болес.....	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.....	завдвижка дисковая (ЗД)
Диаметр условного прохода.....	65
Условное (рабочее давление), МПа.....	21
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.....	К1

Прочие требования:

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

2.3 Предусмотреть проектом обустройство устья скважины № 1520, 1354 УНУ ППД устьевой арматурой в соответствии с технологией и способом закачки на основании ТУ ОППД УТДНГ.

2.4 Диаметры эксплуатационной и технической колонн в марке колонной головки, а так же тип резьбы определить проектом на бурение (строительство) скважин. Типоразмер фланца

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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.

И.О. Начальник УМЭМО

Зин Начальник ОГМ

/ Заместитель начальника ЦИТС Чернушка

Начальник ЦДНГ-1

Начальник СМ ЦДНГ-1

И.А. Устинов
56-493

Абрамов В.Ф.

Абрамов В.Ф.

Д.П. Жигалов

В.Ф. Абрамов

Д.А. Демир

В.М. Ягодкин

А.И. Кудрявцев

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Приложение А9 Технические условия на электроснабжение от 06.04.2023



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ На электроснабжение

Наименование инвестиционного мероприятия:	Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145).
Основание:	СЗ-20019э от 28.06.2022, СЗ-6250/23 от 05.04.2023
Дата:	06.04.2023

- Предварительные точки подключения до выполнения инженерных изысканий:
Куст № 33 от концевой опоры №137 ВЛ-6кВ фидера №13 ПС 110/35/6кВ «Дороховка»;
Куст №34 от концевой опоры № 21/103 ВЛ-6кВ фидера №13 ПС 110/35/6кВ «Дороховка»;
Куст № 1115 от концевой опоры №14/37/12А/6 ВЛ-6кВ фидера №15 ПС 110/35/6кВ «Дороховка»;
Куст № 35 от концевой опоры №36/80 ВЛ-6кВ фидера №13 ПС 110/35/6кВ «Дороховка»;
Точки подключения определить изысканиями, согласовать с ОГЭ и со службой энергетиков ЦДНГ.
- Категорию надежности электроснабжения определить проектом.
- Проектом предусмотреть строительство ВЛ-6 кВ с самонесущим изолированным проводом СИП-3, изоляцию выполнить на изоляторах ШФ-20Г1 и ПС-70. Трассы проектируемых ВЛ согласовать с владельцами пересекаемых коммуникаций (запросить ТУ на пересечения). Сечение провода на ВЛ запроектировать не менее 95 мм². При длине отпайки более 1 км. предусмотреть ВЛБ-6кВ в начале отпайки, при длине отпайки менее 1 км. применить линейный разъединитель типа РЛНД-1-6/400 с приводом ПРНЗ-6. Тип и марку разрядников согласовать с ОГЭ и службой энергетиков ЦДНГ. Провод ЛЭП проверить на потери напряжения при нагрузке максимальным рабочим током и снижению напряжения при пуске наиболее мощного потребителя, а также при условии бурения двумя буровыми установками. 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).;
- Произвести расчёт токов короткого замыкания и перерасчёт уставок РЗиА на питающей ВЛ-6кВ, составить карту селективности, необходимую информацию для расчетов запросить в ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ». Уставки согласовать в ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ», с отделом Главного энергетика.
- В проекте предусмотреть электроснабжение потребителей от однотрансформаторных подстанций киоскового типа КТП-6/0,4 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. Предусмотреть проезд до трансформаторного отсека КТП в гравийном исполнении и места заземления пожарных машин.;
- Компенсацию реактивной энергии предусмотреть автоматическими БСК-0,4 кВ с установкой в КТП;

1

Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

62

7. Предусмотреть распределительную коробку 0,4 кВ с разъемом ШЩ 5x63 для подключения оборудования бригад по ремонту скважин. Распределительная коробка должна иметь внутренний замок, установить на трубе основание забетонировать, расположить возле каждого КТП-6/0,4 кВ, подключить от отдельного дифференциального автомата 0,4 кВ 63 А, установленного в КТП. Марку и сечение кабеля определить проектом;
8. В проекте учесть электроснабжение скважин бронированными силовыми кабелями 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. Произвести выбор автоматических выключателей в РУ-0,4 кВ КТП-6/0,4 кВ согласно рабочих нагрузок;
9. Проектом реализовать технический учет потребителей электроэнергии в РУ-0,4кВ КТП, место установки и тип счетчика согласовать с ОГЭ;
10. Станцию управления станком-качалкой установить на стойке отдельно от станка-качалки, с возможностью доступа персонала к станции управления с площадки обслуживания станка-качалки;
11. Проектом предусмотреть защитное отключение, заземление и уравнивание потенциалов всего электрооборудования;
12. В проект необходимо включить разработку энергетических паспортов объектов, содержащих режимы работы потребителей энергии, удельного потребления энергии, объемов выпускаемой продукции;
13. При проектировании электрооборудования применять энергоэффективное оборудование с предоставлением расчета индикатора энергетической эффективности в соответствии с Постановлением Правительства РФ №600 от 17.06.2015 г. «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности». Расчет параметров энергоэффективности выполнить в виде приложения к энергетическому паспорту.
14. Основные проектные решения, опросные листы на материалы и оборудование согласовать с ОГЭ на стадии разработки утверждаемой части;
15. Предусмотреть молниезащиту, согласно действующей НТД. Разработать очертания зон в двух проекциях с нанесением размеров на чертежи и классов взрывоопасной зоны;
16. Разработать техническое задание к основному оборудованию для организации тендера на поставку. Работы по разработке рабочих чертежей вести по результатам тендера;
17. Все необходимые в ходе проектирования данные запросить в ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ».
18. В сметах предусмотреть:
 - затраты на пусконаладочные работы в полном объеме.
 - затраты на покраску оборудования в соответствии со стандартом СТП 09-001-2013.

Начальник Управления МЭМО

Зам.начальника ОГЭ

Начальник СЭ ЦДНГ-1

Попов Н.А.
56-791


Д.П. Жигалов


Р.Т. Шарафутдинов


С.В. Крылов

2

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

63



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ И МЕТРОЛОГИИ

Наименование инвестиционного мероприятия:	Для разработки ПСД: «Строительство и обустройства скважин Дороховского месторождения (модуль 145)»
Основание:	С-6250/23э от 05.04.2023
Дата:	05.04.2023г.

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», СТО ЛУКОЙЛ 1.14 «Система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение в Группе "ЛУКОЙЛ". Основные положения», типовыми техническими решениями, применяемыми в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», нормативно-технической документацией на применяемое оборудование.

1.3. Выбор программно-аппаратных средств АСУТП добычи нефти и газа осуществить с учётом импортозамещения, 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 объему автоматизации

2.1. Объем автоматизации проектируемого технологического оборудования предусмотреть в соответствии с требованиями Приложения А СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1, требованиями «Автоматизированная система управления технологическими процессами добычи нефти и газа ЦДНГ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Технические требования на проектирование». Решения по объему автоматизации уточнить на стадии ОПР.

2.2. Для месторождений с интегрированными гидродинамическими моделями объем автоматизации объектов добычи нефти и газа предусмотреть с учетом обязательных параметров для Интегрированной модели месторождения (Письмо Первого исполнительного вице-президента Р.У. Маганова № РМ-103Вл от 19.11.2019).

2.3. Обеспечить контроль состояния и совместную работу в автоматическом режиме нефтегазопромыслового оборудования месторождения, контроль состояния и возможность удаленного управления режимами работы оборудования средствами эксплуатируемой АСУТП. Подключение смежных автоматизированных систем выполнить с использованием интерфейса передачи данных OPC UA.

1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №			

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

64

3. Требования к техническому обеспечению

3.1. Все применяемое оборудование должно удовлетворять современным требованиям энергоэффективности, экологической безопасности, иметь необходимые сертификаты ТР ТС: взрывозащищенное оборудование - ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах", низковольтное электрооборудование - ТР ТС 004/2011 "О безопасности низковольтного оборудования" и ТР ТС 020/2011 "Электромагнитная совместимость технических средств".

3.2. Требуемый уровень полноты безопасности проектируемого оборудования определить проектом в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61508-2012.

3.3. Однотипные технические средства по функциональному назначению, применяемые в системах автоматизации и телемеханизации, должны быть взаимозаменяемыми.

3.4. Выбор замерных устройств (измерительных установок) осуществить с учётом физико-химических свойств нефтегазоводяной смеси, перспективной производительности скважин и экономической оценки совокупной стоимости оборудования и эксплуатационных затрат на горизонте 20 лет

3.5. Станция кустовой телемеханики или кустовой контроллер должны обеспечивать управление взаимосвязанной работой всего оборудования куста скважин и смежных систем в автономном и дистанционном режиме, поддержку по выводу и корректировке параметров станций управления НГПО.

3.6. Сбор данных со станций управления технологическим оборудованием, замерных устройств, ВРП, КНС, шурфов, а также отдельно стоящих скважин на станцию телемеханики организовать с применением беспроводных технологий IEEE 802.11, IEEE 802.15.4..

3.7. В опросные листы СУ нефтегазопромыслового оборудования (УЭЦН, ШГН, ИУ, ПАДУ, УОКНКТ, СУЛС и т.д.) включить требования по комплектации Коммуникационными Модулями для беспроводной передачи данных (КМ) внутришкафного исполнения и применению типовой карты ModBus регистров (карта адресов) к настоящим ТУ. Карты адресов уточнить при согласовании ОЛ.

3.8. КМ беспроводной передачи данных конструктивно должен обеспечивать возможность оперативной замены модема при изменении стандарта сети передачи данных.

3.9. КМ беспроводной передачи данных или модем в его составе при отключении внешнего и отключении внутреннего питания должен гарантированно обеспечивать отправку информации об отключении на диспетчерский пункт.

3.10. Предусмотреть резерв технических средств автоматизации, включая сменные конструктивные блоки (модули) в объёме не менее 5% от общего количества таких модулей, но не менее одной штуки по каждому виду модулей, а так же не менее одной штуки по каждому типу оборудования, по каждому пределу измерения.

3.11. Проектируемое оборудование должно иметь положительный опыт эксплуатации или положительные результаты опытно-промышленных испытаний на объектах НГДО ПАО «ЛУКОЙЛ».

4. Требования к метрологическому обеспечению

4.1. Все проектируемые средства измерений должны быть утвержденного типа.

4.2. 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». Единицы измерения давления применить МПа (кПа).

4.3. Проектом определить отнесение измерений, выполняемых на проектируемом технологическом процессе (объекте) к сфере ГРОЕИ.

Инд. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

4.4. Для измерений, относящимся к сфере ГРОЕИ, в составе проекта должны быть указаны применяемые, а при отсутствии разработаны и аттестованы в установленном порядке методики (методы) измерений.

4.5. Метрологические характеристики проектируемых средств измерений должны устанавливаться проектировщиком с учетом влияния на безопасность, экономичность, управляемость и другие свойства объекта автоматизации по каждому из измеряемых параметров данного технологического процесса с учетом Требований к точности средств измерений, действующих в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

4.6. При выборе средств измерений необходимо учесть характеристики, снижающие стоимость владения, в том числе: наличие встроенной функции имитационной поверки (выполняемой без демонтажа СИ и без остановки технологического процесса), наличие функций самодиагностики, максимальный межповерочный интервал, возможность проведения поверки в регионе эксплуатации.

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

4.8. Метрологически значимая часть ПО должна быть аттестована в установленном порядке.

5. Требования к программному обеспечению

5.1. Прикладное ПО АСУТП должно обеспечивать автоматическую идентификацию и настройку адресного пространства подключаемого оборудования телемеханизированных объектов при появлении оборудования на связи. Применить типовую карту адресов, учитывающую все типы измерительных установок и НГПО.

5.2. КМ и комплектно поставляемые системы автоматизации должны подключаться к АСУТП с использованием стандартных открытых цифровых протоколов передачи данных в соответствии с требованиями п. 4.7.5. 6.6.10. СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1 по информационной совместимости. Применяемые протоколы согласовать с УМЭМО на этапе разработки ПД.

5.3. Разработать и реализовать алгоритмы управления технологическим оборудованием, обеспечивающие надлежащий уровень безопасности. Разработанные алгоритмы согласовать с УТДНГ, УМЭМО.

5.4. Информация о наличии в составе АСУТП, о применении в процессе её создания технических, программных изделий, баз данных и других объектов, защищенных лицензионными правами, принадлежащими третьим лицам, должна быть указана в технической (программной) документации на АСУТП или ее компоненты. Использование соответствующих объектов лицензионных прав должно быть согласовано разработчиком или поставщиком системы с правообладателями или уполномоченными ими представителями.

5.5. Все интеллектуальные разработки в т.ч. программное обеспечение и исходные коды конечного продукта, являющиеся результатом работы в рамках данного проекта с момента ввода в промышленную эксплуатацию, являются собственностью Заказчика и передаются Исполнителем в объемах и сроки, оговоренные соответствующим договором.

5.6. Для обеспечения унификации решений в части применения алгоритмов управления АГЗУ, оптимизации затрат на интеграцию с эксплуатируемыми системами максимально использовать документацию на эксплуатируемую АСУТП, при необходимости привлечь организацию разработчика прикладного программного обеспечения эксплуатируемых систем.

5.7. ПО должно соответствовать требованиям разделов п.6.5 и п.6.7 СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инва. №подл.	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
										66

5.8. Системное, прикладное, инструментальное программное обеспечение должно поставляться в составе оборудования комплектно с лицензией(ями) на право использования ПО без ограничения срока действия и соответствовать последней версии, предоставляемой правообладателем ПО на момент покупки ПО.

5.9. Оформление лицензионных (сублицензионных и последующих «субсублицензионных») договоров либо договоров купли-продажи, который(ые) должен(ны) быть заключен(ы) преимущественно в письменной форме, если ГК РФ не предусмотрено иное (ст. 1235, ст. 1238, п.5 ст. 1286, ст. 506 ГК РФ), по типовым формам, утвержденным в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

5.10. Конечным пользователем по всем заключенным лицензионным (сублицензионным и последующих «субсублицензионным») договорам должно выступать ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

5.11. Резервная копия прикладного ПО предоставляется ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» после проведения ПНР и пуска объекта в работу.

6. Требования к информационной безопасности

6.1. Проектом определить технические, программные, организационные решения и мероприятия, которые обеспечат минимальный риск несанкционированного доступа к информационным и управляющим функциям системы.

6.2. Проектные решения должны быть выполнены с учетом требований: Федерального закона №187-ФЗ от 26.07.2017 «О безопасности критической информационной инфраструктуры РФ»; Приказа ФСТЭК России №239 от 25.12.2017 «Об утверждении требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры РФ»; Приказа ФСТЭК России №31 от 14.03.2014 «Об утверждении требований к обеспечению защиты информации в автоматизированных системах управления производственными и технологическими процессами на критически важных объектах, потенциально опасных объектах, а также объектах, представляющих повышенную опасность для жизни и здоровья людей и для окружающей природной среды»; раздела 6.8 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; Архитектура информационной безопасности Типового объекта «Нефтегазодобывающее производство», 2022 г; ТУ УКБ.

7. Требования к передаче данных

7.1. Каналы передачи данных организовать в соответствии с ТУ ОИТиС.

7.2. Обеспечить возможность синхронизации времени КМ, ПЛК и АРМ от сервера точного времени.

7.3. Средства беспроводной связи должны иметь систему перезапуска в случае его «зависания».

7.4. Предусмотреть вывод на дисплей оператора состояние обмена данными по всем сегментам канала передачи данных. Обеспечить ведение, хранение и просмотр архива соединений (количество соединений в сутки, длительность соединений, количество принятой и отправленной информации в килобайтах) за период не менее 1 (одного) месяца.

7.5. Для обеспечения передачи данных от подключенного оборудования в АСУТП оборудование каналов связи должно обеспечивать:

- круглосуточную, бесперебойную, надежную двунаправленную связь передачи данных;
- передачу в АСУТП аварийных событий в течение не более 1 минуты с момента возникновения;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инд. №подп.	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
										67

- по запросу АСУТП обеспечивать передачу от подключенного оборудования мгновенных, архивных значений технологических параметров, данных с приборов учета расхода и журналов событий (при наличии).

8. Требования к электропитанию

8.1. При проектировании электропитания выполнять требования «Правил устройства электроустановок» и ВСН 205-84 «Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации технологических процессов».

8.2. ИБП, применяемые для питания станций телемеханики, должны обеспечивать время автономной работы станции, достаточное для отправки информации об отключении внешнего питания на диспетчерский пункт, после чего должны отключаться до восстановления внешнего питания.

8.3. Применяемые для беспроводной передачи данных модемы и роутеры должны иметь модуль резервного питания на ионисторе, обеспечивающий при отключении внешнего питания автономную работу в течение 2 минут, и обеспечивать отработку информации об отключении в АСУТП, на диспетчерский пункт.

9. Требования к эстакадам и прокладке кабелей КИП

9.1. Для подключения приборов, подсистем автоматики использовать негорючие кабели марки МКЭШВнг, КВВГЭнг сечением не более 1,5 мм².

9.2. Для интерфейсных сигналов по RS-485 применить кабель симметричный парной скрутки экранированный с волновым сопротивлением 120 Ом в исполнении нг(А)-ХЛ.

9.3. Для объектов вычислительной сети применить кабель «витая пара» UTP категории не ниже 5е (для внутренней прокладки), кабель «витая пара» FTP категории не ниже 5е (для внешней прокладки).

9.4. Для защиты кабеля от механических повреждений использовать металлоорукав в ПВХ изоляции.

9.5. Каналы и короба для силовых кабелей и сигнальных кабелей должны быть отдельными.

10. Требования к документации

10.1. Документацию выполнить в соответствии с ГОСТ 21.408-2013, стандартов СПДС, ЕСКД РФ.

10.2. Разработать задание на поставку КТС СТМ с учётом требований СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1. Задание на поставку должно включать задание на разработку прикладного программного обеспечения, включающее требования к программному, информационному и математическому обеспечению оборудования «среднего» уровня и требования по доработке ПО «верхнего» уровня АСУТП/СТМ.

10.3. Раздел «Метрологическое обеспечение» согласовать с ОАиМ УМЭМО.

10.4. На выполнение проектных работ по разделам АСУТП и «Информационная безопасность» привлечь ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии».

10.5. На стадии РД схему информационных потоков согласовать с ОИТ и С.

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

10.7. На стадии ОПР согласовать с ОАиМ, ЦДНГ структурную схему АСУТП с указанием проектируемой части.

10.8. На стадии ПД согласовать: с УТДНГ - перечень параметров технологического процесса, подлежащих измерению, регулированию или контролю; с УМЭМО - карточку оборудования, ПО с предоставлением ТЭО выбора основного оборудования, разработанного с учетом затрат на ТОиР и метрологическое обеспечение; обоснование затрат на ТОиР и метрологическое

5

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

обеспечение предоставить в виде коммерческих предложений от поставщиков данного вида услуг; с ЦДНГ, ЦИТС, УМЭМО - функциональную схему автоматизации, план расположения оборудования и коммуникаций, план кабельных трасс по площадкам проектирования на объекте.

10.9. На стадии РД согласовать с ЦДНГ и ЦИТС: схему интерфейсных линий связи, схему размещения компонентов автоматизации на технологических блоках, схему соединений внешних проводов и подключений.

10.10. Разработать программы ИИ и КО с учётом требований СП 77.13330.

10.11. Предусмотреть затраты (сметы):

- на СМР, ШМР, ИИ и КО оборудования проектируемых систем;
- на доработку и интеграцию программного обеспечения смежных эксплуатируемых систем автоматизации в объемах ПНР;
- на доработку АСОДУ для вывода данных и сигнализаций (Uniformance Asset Sentinel, DynАМо Alarm Suite; Dynamo Metrics & Reporting);
- на метрологическое обеспечение в объеме ПНР.

10.12. Разработанная документация (ПД, РД) должна пройти экспертизу в ОАиМ УМЭМО.

Начальник УМЭМО

Д.П. Жигалов

Начальник отдела – Главный метролог

Д.В. Колчин

Гоголев С.А.
56-647 *Jack*
Гуледза А.В.
36-834
Собянин В.В.
30-610

6

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Приложение А11 Технические условия ОТГ от 29.06.2022



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОТДЕЛ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Наименование инвестиционного мероприятия:	«Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)»
Основание:	Служебная записка № 20019э от 28.06.2022
Дата:	29.06.2022

Диаметр и толщину стенки трубопроводов предусмотреть проектом на основании гидравлического расчёта, согласовать с Заказчиком.

Тип материала определить проектом в коррозионностойком исполнении, 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.

Трассу, протяжённость, глубину заложения и способ прокладки проектируемых трубопроводов определить проектом, согласовать Заказчиком. Трассу выбрать исходя из наименьшей протяжённости, минимального числа поворотов, минимального количества пересечений с естественными и искусственными препятствиями, с максимальным использованием существующих коридоров коммуникаций. Выбор трассы и точек подключения в начале инженерных изысканий согласовать с Заказчиком (ЦДНГ и УМЭМО).

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 секующих полнопроходных задвижек в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014. Герметичность затвора запорной арматуры предусмотреть полнопроходной класса «А» по ГОСТ 9544-2015. На ограждении запорной арматуры предусмотреть запрещающие и опознавательные знаки.

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

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 и их технического состояния.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Интв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №				

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

70

В случае применения стальных труб с внутренним защитным покрытием, для исключения повреждения внутреннего изоляционного покрытия высокими температурами термитной сварки, в ПСД отразить требования по приварке кабелей ЭХЗ на наружной поверхности трубы в зоне перекрытия защитной втулкой.

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).

В случае применения стальных трубопроводов, для повышения эффективности электрохимической защиты, ограничения опасного влияния на металлические сооружения и с целью исключения растекания защитного потенциала на ГНО и технологическое оборудование, а также электрического секционирования трубопроводов, проходящих в зонах действия блуждающих токов, предусмотреть сварные электроизолирующие трубные соединения в начале и в конце трубопровода и устройства для сброса токов (УЗТ и т.д.). Места установки электроизолирующих трубных соединений и устройства для сброса токов согласовать с Заказчиком.

Проектом предусмотреть все затраты на подключение новых трубопроводов 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.

И.о. начальника Управления МЭМО

Зам. начальника ОТГ Управления МЭМО

Начальник ЦДНГ- 1

Начальник службы механиков ЦДНГ- 1

С.Н. Саяпин

А.В. Зверев

В.М. Ягодкин

А.И. Кудрявцев

К.В. Воскресенский
56-306

2

И.о. начальника Управления МЭМО	Взаим. инв. №
Зам. начальника ОТГ Управления МЭМО	Подпись и дата
Начальник ЦДНГ- 1	И.о. №подл.
Начальник службы механиков ЦДНГ- 1	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

71

Приложение А12 Технические условия на электроснабжение от 06.04.2023

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 Дороховского месторождения (модуль 145)».
 Номер:
 Дата: 28.06.2022

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.
7. Объект проектирования не подлежит категорированию, поскольку не входит в Перечень объектов топливно-энергетического комплекса, подлежащих категорированию по требованиям Федерального закона от 12.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (п. 2 Методических рекомендаций по включению объектов топливно-энергетического комплекса в перечень объектов, подлежащих категорированию, утвержденных приказом Минэнерго России от 10.02.2012 № 48).
8. В соответствии с СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования.», проектируемый объект относится к 3 классу объектов по значимости. Систему контроля управления доступом и средства визуального досмотра предусматривать не требуется. Дополнительные средств защиты проектировать не требуется.

Составил:
 Ведущий специалист ОКБ ОНД
 по Пермскому региону



С.В.Паршин

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH

Лист

72

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС121-PD-PZ.TCH	Лист
							73

Изм. №подл.	Взаим. инв. №
Подпись и дата	