

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство объектов обустройства скважины №256
Дубравинского месторождения»

Проектная документация

Раздел 1 Пояснительная записка

2021/354/ДС25-PD-PZ

Том № 1

Договор №

2021/354/ДС25

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство объектов обустройства скважины №256
Дубравинского месторождения»

Проектная документация

Раздел 1 Пояснительная записка

2021/354/ДС25-PD- PZ

Том 1

Договор №

2021/354/ДС25

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

А.А. Чемус

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС25-PD- PZ.S	Содержание тома 1	2
2021/354/ДС25-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Текстовая часть	4

Согласовано	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						2021/354/ДС25-PD-SP			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 1	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Чемус				10.2021		П	1	1
Проверил	Топчиенко				10.2021		НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»		
Н.контр.									
ГИП	Чемус				09.2021				

Согласовано	

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

2021/354/ДС25-PD-SP					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Чемус				10.2021
Проверил	Топчиенко				10.2021
Н.контр.					
ГИП	Чемус				09.2021
СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 1					
Стадия		Лист		Листов	
П		1		1	
НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»					

Содержание

1	Исходные данные	2
2	Исходные данные и условия для подготовки проектной документации	2
3	Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района	6
4	Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства, обоснование выбранного варианта трасс	9
4.1	Трасса нефтегазосборного трубопровода	9
4.2	Трасса ВЛ-10 кВ.....	9
5	Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта..	10
6	Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта.....	10
7	Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка.....	12
8	Сведения о категории земель, на которых будет располагаться линейный объект..	12
9	Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков.....	14
10	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований	14
11	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий	14
12	Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов.....	14
13	Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения.....	14
14	Описание проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и планируемые сроки ввода его в эксплуатацию	15
	Таблица регистрации изменений	22

Согласовано											
Взам. инв. №											
Подп. и дата											
Инв. № подл.											
						2021/354/ДС25-PD- PZ.TCH					
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата					
	Разраб.	Чемус				10.2021	Стадия	Лист	Листов		
	Проверил	Топчиенко				10.2021	П	1	14		
	Н.контр.						ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ				
	ГИП	Чемус				10.2021					
							НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»				

1 Исходные данные

Основанием для разработки проектной документации является среднесрочная инвестиционная программа Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2022-2024 гг., протоколы НТС по направлению «Строительство и ремонт» №31 от 23.06.2022, №33 от 05.07.2022, №36 от 12.07.2022 года, в соответствии с заданием на проектирование «Строительство объектов обустройства скважины № 256 Дубравинского месторождения», утвержденное Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Р.П. Пивоваром 10.01.2022 г.

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Исходными данными для разработки проекта служат:

- Задание на проектирование «Строительство объектов обустройства скважины № 256 Дубравинского месторождения», утвержденное Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Р.П. Пивоваром 10.01.2022 г.;

- Технические условия Отдела разработки нефтяных и газовых месторождений УРНГМ от 23.11.2021 на 1 л.

- Технические условия Отдела добычи нефти УТДНГ от 26.11.2021 на 2 л.

Технические условия УМЭМО:

- Технические условия Отдела главного механика от 20.12.2021 на 2 л.

- Технические условия Отдела главного энергетика от 17.12.2021 на 2 л.

- Технические условия Отдела автоматизации и метрологии от 17.12.2021 на 5 л.

- Технические условия Отдела трубопроводного транспорта от 17.12.2021г. на 2 л.

- Технические условия Отдела информационных технологий и связи от 20.12.2021г. на 2 листах.

Технические условия Управления корпоративной безопасности по Пермскому краю (УКБ):

- Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам от 15.12.2021 на 1 л.,

- Технические условия на разработку проекта «Система охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения» от 15.12.2021 на 1 л.

- Исходные данные Управления персоналом на 1 л.;

- Типовые технические условия Управления охраны труда, промышленной и экологической безопасности для включения в задание на проектирование объектов строительства, технического перевооружения, реконструкции, капитального ремонта от 15.11.2021 на 9 л.

- Типовые технические условия Отдела землеустроительных работ от

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

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

2

30.03.2018 на 5 л.

- Типовые технические условия Отдела главного маркшейдера от 04.10.2021 на 1 л.

- Технические условия Отдела экспертизы смет от 14.12.2021 на 9 л.

- Требования УМТиТО в части данных для заказа оборудования и материалов в составе проектно-сметной документации от 13.04.2020 на 3 л.

- Протокол совещания по вопросу выполнения актов натурного обследования от 30.04.2014 на 1 л.

- Технические условия Отдела планирования и организации строительства от 07.05.2018 на 1 л.

- Указания по формированию раздела «Проект организации строительства» в составе проектной документации на 5 л.

- Типовые требования к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции и капитального ремонта от 16.08.2021 на 4 л.

- Типовые технические условия Отдела организации проектных работ от 23.06.2020 на 6 л.

- Исходные данные Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю.

- Требования по ограничению содержания неметаллических включений для трубопроводов на 1 л.

- Перечень оборудования длительного срока изготовления и поставки на 1 л.

- Действующая декларация промышленной безопасности на ОПО «Система промысловых трубопроводов Курбатовского нефтяного месторождения».

- Технические отчёты по инженерным изысканиям, выполненные ООО «Изыскатель» в 2022 г.:

- 2021/354/ДС25-ИГДИ – Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Том 1. Текстовая часть, графическая часть;

- 2021/354/ДС25-ИГИ - Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий. Том 2. Текстовая часть, графическая часть;

- 2021/354/ДС25-ИГМИ – Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий. Том 3;

- 2021/354/ДС25-ИЭИ – Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий. Том 4. Текстовая часть, графическая часть;

- Проект планировки и межевания территории, выполнены ООО НПП «Изыскатель» 2022 году.

Проектируемый объект «Строительство объектов обустройства скважины № 256 Дубравинского месторождения» предназначен для транспортировки продукции от обустраиваемой скважины до проектируемой замерной установки на одно подключение (БИУС) и далее по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу до точки врезки в существующий нефтепровод «КППОУ «Мосино» - ДНС-0111», будет входить в состав ЦДНГ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», который поставлен на государственный учет объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду с присвоением ему 1-й категории (копия свидетельства в Приложении Б.1).

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

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

3

Идентификационные сведения об объекте капитального строительства:

а) наименование объекта (объектов) предполагаемого строительства (реконструкции, капитального ремонта, сноса, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации: «Строительство объектов обустройства скважины № 256 Дубравинского месторождения».

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

б) функциональное назначение объекта капитального строительства:

Наименование сооружения	Функциональное назначение
Обустройство скважины № 256	Добыча сырой нефти
Нефтегазосборный трубопровод «Скважина № 256 – ГЗУ- т.вр»	Обеспечение транспорта продукции добывающих скважин
ВЛ-10 кВ на скважину №256	Обеспечение передачи электрической энергии от источника потребителю по напряжению 10 кВ

в) почтовый (строительный) адрес объекта капитального строительства: Пермский край, Октябрьский городской округ, Дубравинское месторождение ЦДНГ-1;

Идентификация объекта в соответствии со статьей 4 ФЗ-384 «Технологический регламент о безопасности зданий и сооружений»:

№	Идентификационные признаки	Скважина № 256	Нефтегазосборный трубопровод «Скважина № 256 – ГЗУ-т.вр.»
1	Назначение (ОК 029-2014):	Добыча сырой нефти и нефтяного попутного газа (п.11.10.11)	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность	Фонд скважин Дубравинского месторождения ЦДНГ-1	Система промышленных трубопроводов нефтяного месторождения

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

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

4

3	Отрицательными факторами, непосредственно влияющими на строительство	Переход через лог, закарстованность территории; прогнозируемое формирование горизонта подземных вод типа «верховодка»; пучинистость грунтов.		
4	Принадлежность к опасным производственным объектам (ФЗ №116-ФЗ от 21.07.1997):	Признак опасности – 1д; III класс опасности для опасных производственных объектов добычи нефти и газа	Признак опасности – 1в; I класс опасности	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Повышенная взрывопожароопасность	Повышенная взрывопожароопасность	- -
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Отсутствуют	Отсутствуют	
7	Уровень ответственности	Нормальный	Повышенный	

Идентификация проектируемых зданий и сооружений в соответствии с классификацией по ОКОФ (ОК 013-2014 «Общероссийский классификатор основных фондов»):

№ п/п	Наименование сооружения	Классификация по ОКОФ (ОК 013-2014 «Общероссийский классификатор основных фондов»)	
		Код	Наименование
1	Устье добывающей скважины	220.42.99.11.144	Скважина нефтяная эксплуатационная
2	Приустьевая площадка	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
3	Площадка под ремонтный агрегат	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
4	Площадка для установки передвижных приемных мостков	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
5	Фундамент под станок-качалку	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
6	Площадка обслуживания станка-качалки	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
7	Сборный колодец	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
8	УБПР	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
9	ГЗУ	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
10	Дренажная емкость	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
11	Устройство пуска очистных устройств	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
12	Устройство приема очистных устройств	220.41.20.20.340	Сооружения нефтегазодобывающих предприятий
13	Трансформаторная подстанция КТП -10/0,4 кВ	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения
14	Площадка под КТП -10/0,4 кВ	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения
	Сети инженерно-технического обеспечения		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

5

15	Площадка для установки передвижной дизельной электростанции (ДЭС)	220.41.20.20.711	Комплекс электроснабжения
16	Щит пожарный (ЩП-В)	220.42.99.11.140	Сооружения для обустройства добычи нефти и газа
17	Мачта связи	320.26.30.40.110	Оборудование коммуникационное
Сооружения внешнего транспорта			
18	ВЛ-10 кВ	220.42.22.12.111	Линии электропередачи местные воздушные
19	Нефтегазосборный трубопровод	220.41.20.20.342	Сеть нефтегазосборная

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.

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

В административном положении район работ расположен на территории Пермского края, Октябрьского городского округа, Дубравинское месторождение, ЦДНГ-1.

Расположен на землях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», землях СПК «Богородский», землях Телеповой Г.А., землях Администрации Октябрьского городского округа Пермского края, землях Кардашина С.А., землях МО «Октябрьский городской округ», землях Ипатовой Г.А., землях Липченко Т.А., землях Жернаковой Л.А., землях Хамидуллина А.С. В кадастровом квартале 59:27:1251003.

Ближайший населенный пункт – дер. Горны.

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

Местность в районе работ спокойная. Углы наклона поверхности не превышают 6°.

В геоморфологическом отношении район работ расположен на правобережном склоне долины реки Арий, осложненном логами, карстовыми воронками.

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

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							6

воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев. С высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

Особое значение, как фактор климата, имеет циклоническая деятельность, которая усиливает меридиональный обмен воздушных масс. Таким образом, увеличивается климатическое значение адвекции. Непосредственным результатом этого является большая временная и пространственная изменчивость всех метеорологических характеристик и погоды в целом.

Температура

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

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

Осадки

Количество осадков за период с ноября по март составляет 233 мм.

Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 482 мм. Суточный максимум осадков по метеостанции Октябрьский составляет 93 мм.

Снежный покров

Снежный покров является одним из важнейших факторов, влияющих на формирование климата. В результате излучения воздух над снежной поверхностью сильно охлаждается, а весной большое количество тепла затрачивается на таяние снега.

Снежный покров предохраняет почву от глубокого промерзания, регулируя тепловое состояние верхних слоёв почвы.

Согласно районированию территории по весу снегового покрова район изысканий относится к V району, расчётное значение веса снегового покрова S_g составляет 2,5 кПа.

Расчетная толщина снежного покрова 5% обеспеченности: 102 см.

Средняя продолжительность периода со снежным покровом: 161 день.

Средняя из наибольших высот снежного покрова на открытом участке составляет 66 см, максимальная высота снежного покрова – 115 см, минимальная – 19 см.

Гололед

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							7

Согласно ПУЭ. по районированию гололедной стенки район изысканий относится ко III району, толщина гололедной стенки составляет 20 мм.

Максимальный вес наблюдаемых гололедно-изморозевых отложений 331 г/м

Влажность воздуха

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 82%. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца – 77 %.

Ветровой режим

В течение года в районе преобладают ветра южного направления.

По ветровому давлению район изысканий относится ко II району, нормативное ветровое давление на высоте 10 м составляет 500 Па, соответствующая нормативная скорость ветра на высоте 10 м составляет 29 м/с.

Гидрогеологические условия

На период изысканий (сентябрь 2022г.) и по результатам изысканий прошлых лет подземные воды до глубины 4,0-10,0м не встречены

В периоды интенсивного таяния снега, ливневых затяжных дождей на участке ПК38+11-ПК38+30.3 трассы ВЛ-10кВ на скважину №256 возможно формирование маломощного локально распространенного горизонта подземных вод типа «верховодка» на глубине 0.0-1.5м с установлением вблизи земной поверхности.

На остальных участках трассы ВЛ-10кВ на скважину №256; а также на площадке скважины №256; по трассам выкидного трубопровода «Скважина №256 – точка врезки в нефтепровод КППОУ «Мосино»-ДНС-0111» и автодороги на площадку скважины №256 подземные воды на период изысканий не встречены и в дальнейшем при организованном поверхностном стоке появление их маловероятно.

По подтопляемости территории, согласно прил. И СП 11-105-97, часть II, участок ПК38+11-ПК38+30.3 трассы ВЛ-10кВ на скважину №256 с возможным появлением «верховодки» относятся к I подтопленной области, к I-A району (подтопленные в естественных условиях), к I-A-2 участку (сезонно подтапливаемые).

Остальные участки трассы ВЛ-10кВ на скважину №256; а также площадка скважины №256; трассы выкидного трубопровода «Скважина №256 – точка врезки в нефтепровод КППОУ «Мосино»-ДНС-0111» и автодороги на площадку скважины №256 относятся к III неподтопляемой области, к III-A району (неподтопляемые в силу геологических, гидрогеологических, топографических и других естественных причин), к III-A-1 участку (подтопление отсутствует и не прогнозируется в будущем) по подтопляемости территории.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							8

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

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

4.1 Трасса нефтегазосборного трубопровода

ПК0 трассы трубопровода «Скважина №256 – точка врезки в нефтепровод КППОУ «Мосино»-ДНС-0111» принят в 13.6м северо-восточнее устья скв.256, в 69.9м северо-западнее вр.2522. Рельеф ровный, поверхность задернована, залесена (Т.Н.2, Приложение Г).

От ПК0 трасса изыскана в восточном направлении, на ПК0+12.32 поворачивает и изыскана в северном направлении. Поверхность на всем протяжении трассы задернована, участками залесена.

На ПК0+45.6-ПК0+48.8 трасса пересекает срезку грунта.

На ПК0+48.8-ПК0+57.7 трасса пересекает навал грунта.

На ПК3+59.4 (ось) трасса пересекает неорганизованный проезд шириной 3.0м.

На ПК3+70.43 трасса поворачивает и изыскана в северо-восточном направлении.

На ПК4+0.9-ПК4+4.1 трасса пересекает канаву.

Конец трассы (ПК4+16.24) – точка врезки в нефтепровод КППОУ «Мосино» - ДНС-0111, принят в 29.4м юго-западнее вр.2506. Рельеф ровный, поверхность задернована, залесена.

4.2 Трасса ВЛ-10 кВ

Электроснабжение скважины №256 Дубравинского месторождения осуществляется от фидера 2 ПС «Алтынная».

Основные характеристики и этапы строительства проектируемой ВЛ-10 кВ приведены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 - Основные характеристики ВЛ-10 кВ

№ п/п	Характеристика	Показатель	Единица измерения
1	Длина трассы ВЛ	4,335	км
2	Класс напряжения	10	кВ
3	Тип провода, подвешиваемого на опорах	СИП-3 95мм ²	-
4	Тип стойки опоры	ж/б СВ 110	-
5	Начало трассы ПК0+00,00	сущ. опора №268 фидер №2 ПС «Алтынная»	
6	Конец трассы ПК43+34,69	проект. КТП-10/0,4кВ	

Взам. инв. №		Подл. и дата		Инв. № подл.		2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH					Лист
											9
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата						

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

Настоящей проектной документацией предусматривается обустройство скважины № 256 Дубравинского месторождения, сбор и транспорт нефти и газа с этой скважины.

Скважина №256 – добывающая.

Сносимых зданий и сооружений в пределах полосы отвода нет.

Описание трасс сведено в таблицу 5.1

Таблица 5.1. Описание трасс

Наименование трассы	Протяженность, км	Начало трассы	Конец трассы
Нефтегазосборный трубопровод -«скважина №256 – т. врезки в нефтепровод КППОУ «Мосино»-ДНС-0111»	0,42км (в т.ч. 0,412 км - линейная часть)	ПК0 трассы трубопровода «Скважина №256 – точка врезки в нефтепровод КППОУ «Мосино»-ДНС-0111»принят в 13.6м северо-восточнее устья скв.256, в 69.9м северо-западнее вр.2522.	(ПК4+16.24) – точка врезки в нефтепровод КППОУ «Мосино» - ДНС-0111, принят в 29.4м юго-западнее вр.2506.

6 Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта

Сведения о технико-экономических показателях объекта капитального

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							10

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

строительства

Наименование показателя	Значение показателя	Примечание
Нефтегазосборный трубопровод-«скважина №256 – т. врезки в нефтепровод КПОУ «Мосино»-ДНС-0111»	0,42км (в т.ч. 0,412 км - линейная часть)	-
Протяженность линейных объектов, км: ВЛ-10 кВ на скважину №256	0,466	-
Количество скважин: - добывающих (штук)	1	-
Объемы добычи: - дебит жидкости, м³/сут	15,7	
Объемы добычи: - дебит нефти, т/сут	10	

Уровень ответственности – нормальный.

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

Проектная документация предусматривает строительство сложного объекта:

1. Кусты скважин

Наименование показателя	Ед. изм.	Кол-во
Номера добывающей скважины	-	256
Объемы добычи: дебит жидкости	м³/сут.	15,7
Объемы добычи: дебит нефти	т/сут.	10
Уровень ответственности	Нормальный	
Функциональное назначение	Добыча продукции скважины	
Почтовый (строительный) адрес	Пермский край, Октябрьский городской округ, Дубравинское месторождение ЦДНГ-1	

2. Выкидной трубопровод

Наименование показателя	Ед. изм.	Кол-во
Протяженность нефтегазосборного трубопровода - «скважина №256 – т. врезки в нефтепровод КПОУ «Мосино»-ДНС-0111»	км	0,42
Уровень ответственности	Нормальный	
Функциональное назначение	Транспорт продукции скважин	
Почтовый (строительный) адрес	Пермский край, Октябрьский городской округ, Дубравинское месторождение ЦДНГ-1	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							11

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

С целью рационального использования земель предполагается минимальное занятие земель.

Потребная площадь земельных участков на период строительства и эксплуатации определена по изыскательским планам, с использованием материалов межевания земель, чертежей рабочего проекта, лесоустроительных и земельно-кадастровых планов масштаба 1:10000 в соответствии с действующими нормативами и схемами строительной полосы.

Для проведения строительного-монтажных работ, потребуется площадь га, из них на период эксплуатации га.

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

Таблица 8. Распределение земель по срокам использования и категориям

Категория земель	Площадь (га)	
	Всего (га)	в т. ч. на период эксплуатации (га)
Земли сельскохозяйственного назначения	24,9621	7,8529
Земли населенных пунктов	—	—
Земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения	0,0004	0,0004
Земли особо охраняемых территорий и объектов	—	—
Земли лесного фонда	0,3157	0,0010
Земли водного фонда	—	—
Земли запаса	—	—
Итого	25,2782	7,8543

Сведения о категории земельных участков, на которых располагается проектируемые объекты, определены на основании: утвержденной проектной документации, проекта планировки территории, градостроительного плана земельного участка, выполненных по данным государственного кадастра недвижимости; материалов предварительного согласования предоставления земельных участков; договоров аренды земельных участков с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Распределение земель по землепользователям следующее:

Земли Администрации Октябрьского городского округа Пермского края –

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.ТСН	Лист
							12

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

Общая стоимость убытков и арендных платежей, возмещаемых землепользователям, при изъятии земельных участков под объект «Строительство объектов обустройства скважины № 256 Дубравинского месторождения» составляет 4241,77 тыс. руб. Затраты на техническую и биологическую рекультивацию – 9646,76 тыс. руб, мероприятия по лесовосстановлению – 102,14 тыс. руб.

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

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

11 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Специальные технические условия не разрабатывались.

12 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов

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

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

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

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

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

Прохождение выкидного трубопровода принято в соответствии с техническими условиями ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и актом выбора земельных участков.

Строительство выкидного трубопровода диаметром 89x5 мм предусматривается из труб стальных бесшовных горячедеформированных по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74 с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена (соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1)), с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS.

Основной способ укладки труб - подземный.

Глубина заложения выкидного трубопровода принята исходя из свойств грунта и в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»

- при прокладке в пучинистых грунтах из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта - не менее 1,7 м от поверхности земли до верха трубы (для глинистых грунтов).

В остальных случаях трубопровод укладывается на глубину не менее 0,8 м от уровня земли до верха трубы.

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

Пересечение проектируемых трубопроводов с существующими ВЛ-6кВ предусматривается подземным. Минимальное расстояние в свету до фундамента опор принято не менее 5 м. После монтажа трубопровода и засыпки траншеи устанавливаются опознавательные знаки в границах охранной зоны ВЛ.

Пересечений проектируемых трубопроводов с водными преградами нет, поэтому расчет на всплытие не производился.

Для соединения труб применяется электродуговая сварка. Сварка труб и контроль сварных соединений выполняются в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования». Применяемые сварочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва и основного металла трубы.

Объем контроля сварных соединений нефтегазосборных трубопроводов физическими методами составляет 100% (ГОСТ Р 55990-2014).

Подземная часть выкидного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ. Для исключения повреждения внутреннего изоляционного покрытия труб высокими температурами термитной сварки, приварка кабелей ЭХЗ на наружной поверхности труб предусматривается в зоне перекрытия защитной втулкой.

Для защиты оборудования и неизолированных трубопроводов от блуж-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							15

труб и соединительных деталей, применения наружного и внутреннего антикоррозионного покрытия, средств электрохимзащиты и других решений.

Трубопроводы испытывают нагрузки и воздействия:

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

Согласно паспортным данным заводов-изготовителей срок службы запорной арматуры – не менее 30 лет. Расчетный срок службы труб и деталей – 25 лет.

Запорная арматура и обратный клапан приняты соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С – до +80 С°, кратковременно до +130 С°;
- климатическое исполнение по [ГОСТ 15150-69](#) – УХЛ1 (минимальная температура эксплуатации – минус 60°С);
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора – класс «А» по [ГОСТ 9544-2015](#);
- срок службы, лет – 30.

Для надземных участков стальных трубопроводов и арматуры предусматривается окраска согласно СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» материалом с гарантийным сроком не менее 5 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Гарантируемый срок службы лакокрасочного покрытия – не менее 5 лет. Рекомендуемое покрытие:

- двухупаковочная акрилуретановая грунт-эмаль «Полурен АК 103 УФ» - 2x80 мкм.

Теплоизоляция надземных участков трубопровода не предусматривается ввиду их малой протяженности.

Испытание трубопровода предусматривается гидравлическое.

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

Расчетное давление нефтегазосборного трубопровода принято 4,0 МПа на основании технических условий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и превышает максимальные давления, полученные при гидравлическом расчете.

Рабочее давление и максимально допустимое рабочее выкидного трубопровода принято 4,0 МПа - максимальное давление, при котором возможна нормальная работа подключаемого оборудования (замерной установки, камер пуска и приема ОУ, запорной арматуры).

Очистку и гидравлическое испытание трубопровода выполнить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

Очистка внутренней полости трубопровода диаметром до 200 мм предусматривается промывкой водой без пропуска очистного поршня.

Заполнить трубопровод водой в объеме 10-15% объема полости очищаемого трубопровода.

Очистить внутреннюю поверхность трубопровода от грязи водой без пропуска очистного поршня. Скорость потока жидкости при промывке предусмотрена не менее 5 км/час.

Промывка считается законченной, когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

Испытание трубопроводов предусматривается гидравлическое.

Давление гидравлического испытания на прочность для трубопровода и его участков принято согласно ГОСТ Р 55990-2014 п.13.1 и указано в таблице 7.5.1. Категории участков трубопровода определены в соответствии с таблицей 4 ГОСТ Р 55990-2014.

Давление испытания на герметичность, согласно ГОСТ Р 55990-2014 п.13.8, равно рабочему давлению, время выдержки - не менее 12 часов.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

- подготовка к испытанию,
- наполнение трубопровода водой,
- подъем давления до испытательного,
- испытание на прочность,
- сброс давления до проектного рабочего,
- проверка на герметичность,
- сброс давления до 0,1-0,2 МПа.

Полное вытеснение воды произвести путем двукратной продувки воздухом. Продувка трубопроводов производится под давлением, равным рабочему. Продолжительность продувки - не менее 10 мин.

Вода для промывки и гидравлического испытания трубопроводов предусматривается привозной, с ДНС-0120, ЦДНГ №1.

Для подачи и слива воды по трассам трубопровода предусмотрена установка задвижек с ковером (см.раздел ПОС).

Вода после промывки и испытания трубопровода перекачивается в автомобиль-цистерну марки АЦ-42-53А и вывозится на УППН «Павловка», где закачивается в очистные сооружения.

Испытание трубопровода производить не ранее, чем через 24 часа после

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.ТСН	Лист
							18

сти коррозии.

На основании данных, полученных по результатам ревизии, составляется акт ревизии, в котором делается вывод о техническом состоянии трубопровода. Акт ревизии прикладывается к паспорту.

При выполнении проектной документации предусмотреть после завершения строительно-монтажных 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 временным технологическим регламентом, разработанным 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 газовой промышленности».

Демонтажные работы выполнить после вывода объекта на устойчивый проектный технологический режим.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
						20		
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

Список литературы

1. Федеральный закон [№ 116-ФЗ от 21.07.97 г.](#) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
2. Федеральный закон РФ [№123-ФЗ от 22.07.2008](#) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
3. Федеральный закон [№ 384-ФЗ от 30.12.2009г.](#) «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
4. [СП 36.13330.2012](#) «Магистральные трубопроводы»;
5. «Правила по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте» утв. Приказом Минтруда России от 11.12.2020 № 883н;
6. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
7. ГОСТ 12.1.007-76* ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
8. ГОСТ 12.4.011.89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;
9. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
10. Федеральные нормы и правила (ФНиП) «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 15.12.2020 г.;
11. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности», утв. Министерством нефтяной промышленности 25 ноября 1985 года;
12. Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 "О противопожарном режиме в РФ»;
13. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
14. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» (М., 2007 г.);
15. Инструкции по монтажу и эксплуатации отдельных видов оборудования;
16. «Типовые нормативы численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», М., ВНИИОЭНГ, 1987г;
17. СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»;
18. «Методика проведения специальной оценки условий труда, Классификатор вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению», утв. Приказом Минтруда России от 24.01.2014 N 33н.
19. Постановление Правительства Российской Федерации N 87 от 16.02.2008 года «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 15 июля 2021 года).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

22

Приложение А – Задание на проектирование

УТВЕРЖДАЮ

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

Р.П. Пивовар



« 01 » 2023 г.

ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ

по объекту

«Строительство объектов обустройства скважины №256 Дубравинского месторождения»

Перечень основных данных и требований	Основные данные и требования
1. Основание для проектирования	1.1. Среднесрочная инвестиционная программа Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2022 – 2024 гг.
2. Вид деятельности	2.1. Новое строительство.
3. Адрес объекта проектирования	3.1. Октябрьский городской округ, ЦДНГ-1, Дубравинское месторождение.
4. Стадийность проектирования	4.1. Проектная документация. 4.2. Рабочая документация.
5. Ранее выполненная проектная документация по объекту	5.1. Ранее выполненный проект: - № заказа 5605 «Строительство объектов обустройства скважины №29 Бурцевского месторождения», разработанный ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».
6. Сроки начала строительства	6.1. Начало выполнения строительно-монтажных работ – 2024 г.
7. Особые условия строительства	7.1. Строительство и обустройство скважин на территории действующего предприятия.
8. Основные технико-экономические показатели	8.1. Планируемый дебит скважины: Скв. №256 (доб.) $Q_{ж}=15,7$ м ³ /сут., $Q_{н} = 10,0$ т/сут.; 8.2. Объем капитальных вложений определить проектом.
9. Объем проектирования	9.1. Проектной документацией предусмотреть обустройство скважины №256 Дубравинского месторождения в соответствии с техническими условиями ОДН УТДНГ от 26.11.2021 г.: - способ эксплуатации скважины – ШГН, предусмотреть комплектование СУ частотным

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

23

- 2 -

регулятором электродвигателя СК.

- для учета жидкости применить индивидуальное замерное устройство дебита скважин типа СКЖ с монтажом на площадке скважины;
- подключение к существующей системе «Телескоп+» с выходом на дисплей диспетчерского пункта ЦДНГ-1;
- строительство выкидной линии от скважины до т.врезки в существующий нефтепровод «КППОУ Мосино-ДНС-0111»;
- предусмотреть передачу на диспетчерский пульт ЦДНГ-1 следующих технологических параметров:
 - линейное давление на скважине;
 - замер дебита жидкости.
- на основании гидравлических и прочностных расчетов предусмотреть: протяженность, диаметр, типа материалы трубы, рабочее давление.
- строительство нефтегазосборного коллектора не требуется;
- технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно-насосном оборудовании и в трубопроводе (в зависимости от материала трубы);
- при разработке проектной документации учитывать реализацию проектных решений от зависимых проектов.

9.2. Проектную документацию выполнить в соответствии с требованиями технических условий Отдела трубопроводного транспорта УМЭМО от 17.12.2021 г.

9.3. Обустройство скважин предусмотреть в соответствии с техническими условиями Отдела главного механика УМЭМО от 20.12.2021 г.

9.4. Строительство объектов электроснабжения предусмотреть в соответствии с техническими условиями Отдела главного энергетика УМЭМО от 17.12.2021 г.

9.5. Объем автоматизации предусмотреть в соответствии со стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.22.1 - 2015 и техническими условиями Отдела автоматизации и метрологии УМЭМО от 17.12.2021 г.

9.6. Выполнить раздел «Сети связи» в соответствии с техническими условиями Отдела информационных технологий и связи от 20.12.2021 г.

9.7. Выполнить требования технических условий УКБ по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам 15.12.2021 г.

9.8. В случае необходимости разработки раздела «Система охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения» руководствоваться техническими условиями УКБ от 15.12.2021 г.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

24

- 3 -

<p>10. Требования по вариантной и конкурсной разработке</p>	<p>10.1. Принятые в проектной документации технические и технологические решения должны отвечать требованиям конкурентоспособности и технико-экономической обоснованности, обеспечивать применение энергосберегающих технологий и энергоэффективного оборудования.</p> <p>10.2. В проектно-сметной документации предусматривать наиболее оптимальные организационно-технологические схемы производства СМР, а так же расценки при определении стоимости строительно-монтажных, ремонтно-строительных и пусконаладочных работ, снижающие стоимость строительства.</p>
<p>11. Требования к проведению предпроектных работ</p>	<p>11.1. Получить информацию о возможных ограничениях (скотомогильники, земли РФ, ООПТ, объекты культурного наследия, ОЗУ и т.д.).</p> <p>11.2. Перед началом проектирования провести выезд на место с целью предпроектного обследования совместно с представителями Заказчика.</p> <p>11.3. Выполнить инженерные изыскания в объеме, необходимом для получения информации о возможных ограничениях ведения хозяйственной деятельности, для выбора площадок и трасс трубопроводов, для проведения гидравлического расчета. Объем и необходимость проведения инженерных изысканий согласовать с Заказчиком.</p> <p>11.4. Разработать и согласовать с Заказчиком принципиальную технологическую схему, гидравлический расчет, карточку оборудования, конструкций и материалов, проработать основные проектные решения по энергетике.</p> <p>11.5. Выполнить рассмотрение и согласование результатов предпроектной проработки на НТС Общества.</p> <p>11.6. На этапе разработке основных проектных решений, выполнять вариантную проработку размещения площадочных (линейных) объектов и трасс коммуникаций на предварительном графическом материале (при необходимости, с учетом имеющихся материалов в службе главного маркшейдера и Отдела землеустроительных работ), без выполнения полевых инженерно-геодезических изысканий, для выявления возможных ограничений в проектировании и строительстве.</p> <p>11.7. Идентифицировать объект (площадочно-производственный или линейный) с целью определения необходимости разработки ППТ или ГПЗУ. Проработать вопрос с администрацией муниципального района.</p> <p>11.8. Выполнить анализ для выявления зависимых друг от друга проектов и включить данную информацию в пояснительную записку при разработке проектной документации.</p>

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

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

25

	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.
12. Требования по обеспечению энергетической эффективности и оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	12.1. В составе проектной документации разработать раздел «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учёта используемых энергетических ресурсов». В текстовую часть проектной документации включить: <ul style="list-style-type: none"> - показатели энергетической эффективности (перечень, описание и значения показателей для предусмотренных энергосберегающих мероприятий, обеспечивающих снижение потребления электрической, тепловой энергии жидкого и моторного топлива, газа и воды); - данные об использовании вторичных энергетических ресурсов, альтернативных (местных) видов топлива и возобновляемых источников энергии; - сведения об оснащённости приборами учёта используемых энергетических ресурсов по видам энергии, топлива, газа и воды.
13. Требования к режиму предприятия	13.1. Режим работы круглосуточный, непрерывный.
14. Выделение очередей и этапов, строительства	14.1. Очередность строительства и ввода в эксплуатацию определить проектом, согласовать с Заказчиком.
15. Требования к архитектурно-строительным, объемно-планировочным и конструктивным решениям	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. 15.2. При необходимости строительные конструкции с предоставлением расчета согласовывать по требованию Заказчика. 15.3. Общеплощадочные решения на обустройство скважин согласовать с Заказчиком.
16. Требования к выполнению инженерных изысканий	16.1. При формировании объема работ по инженерным изысканиям выполнить запрос в Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» о ранее выполненных инженерных изысканиях, согласовать полученную информацию с Отделом Главного маркшейдера ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». 16.2. Приступать к выполнению инженерных изысканий только после утверждения результатов предпроектной проработки на заседании секции

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

- 5 -

	<p>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 соответствие с законодательством РФ в области охраны окружающей среды, сводами правил и национальными стандартами, иными федеральными, территориальными и производственно-отраслевыми нормативными правовыми актами и нормативно-техническими 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 15.11.2021, согласовать с контролирующими органами в установленном порядке.</p> <p>17.2. Определить порядок обращения с отходами в соответствии с требованиями законодательства РФ.</p> <p>17.3. Определить специализированные организации, имеющие лицензии на осуществление деятельности по транспортированию, утилизации, обезвреживанию и размещению отходов,</p>

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

27

- 6 -

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 занятием земель для проезда техники к участкам строительства), межевые планы земельных участков. При наличии древесной растительности, предусмотреть места складирования ее на площадках, согласованных с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

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»:
- I категория.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

28

- 7 -

	<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 промысловых 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>18. Требования по разработке инженерно-технических мероприятий гражданской обороны и мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций</p>	<p>18.1. Разработать раздел «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» в соответствии с действующими законодательными и нормативными актами РФ, СНиП и согласно исходных данных Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю и стандартом ПАО «ЛУКОЙЛ» СТО 1.6.9.2-2019 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 водопроводов питьевого назначения»; - СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»; - СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»; - ФЗ №116 от 21.07.1997 о промышленной безопасности ОПО с учетом последних изменений»; - ПБНГП утвержденные приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 №534; - технические регламенты таможенного союза, принятые законами РФ; - федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

29

давлением);

- ГОСТ 32569-2013 трубопроводы технологические стальные и др. действующие нормативные документы.

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.

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.

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.

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».

19.6. Выполнить расчет количества горючей жидкости в проектируемых сооружениях, сравнить ее количество с приведенным в действующей декларации промышленной безопасности на ОПО «Система промысловых трубопроводов Курбатовского нефтяного месторождения».

19.6.1. В случае увеличения более чем на 20%, разработать и 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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							30

- 9 -

	требованиями РБ «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на ОПО».
20. Расчетная стоимость строительства	20.1. Стоимость строительства определить в соответствии с техническими условиями Отдела экспертизы смет от 14.12.2021 г. 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».
21. Требования к составу, формату, объему выпуска проектной документации и оформлению проекта	21.1. Состав разделов проектной документации и их содержание предусмотреть согласно: - 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. 21.2. В составе рабочей документации отдельной книгой выпускаются: - ведомость объемов работ; - ведомость разграничения поставки материалов и оборудования между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и подрядными организациями; - перечень всех нормативных документов (разъяснений, писем и т. д.), которые используются при разработке данной проектной документации; - сертификаты/декларации соответствия требованиям технических регламентов таможенного союза. 21.3. Подрядчик предоставляет Заказчику проектно-сметную документацию в соответствии с «Типовыми требованиями к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта» от 16.08.2021. 21.4. Обеспечить кодирование документации в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ 07-18.2-02-2018. 21.5. Документацию на рассмотрение и согласование предоставить через информационную систему Pilot-ICE.
22. Дополнительные условия проектирования	22.1. При разработке рабочей документации руководствоваться ГОСТ Р 21 1101. «Система

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

31

- 10 -

проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации».

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

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

22.3. На оборудование поставки Заказчика стоимостью (в текущих ценах свыше 5000,0 тыс.руб.) разрабатывать техническое задание на проведение тендера, по выбору поставщика оборудования.

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

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

22.6. Ведомость разграничения поставки материалов и оборудования разрабатывать в соответствии с техническими условиями Отдела организации проектных работ от 23.06.2020 и типовой ведомостью разграничения поставки материалов для объектов капитального строительства между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и подрядными организациями, утвержденной 20.01.2016. Выдавать ведомость разграничения со штампом проектной организации с подписью ответственных лиц со сквозной нумерацией. При выделении этапов строительства, ведомости разграничения поставки материалов и оборудования между подрядчиком и заказчиком должны быть оформлены поэтапно.

22.7. Выполнять требования в части данных для заказа оборудования и материалов в составе проектно-сметной документации от 13.04.2020 г. Управления материально-технического и транспортного обеспечения.

22.8. Разработать программу и порядок проведения индивидуальных испытаний и комплексного

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

32

опробования оборудования с учетом требований РД-07-11.1-001-14, 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. Предусмотреть окраску и обозначение оборудования и трубопроводов согласно стандарту предприятия СТП 09-001-2013 «Окраска и обозначение оборудования на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Предусмотреть в проекте оснащение объектов нефтедобычи знаками безопасности.

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

22.11. При наличии пересечений проектируемых трубопроводов с существующими инженерными коммуникациями и автодорогами запросить технические условия на пересечения или работу в 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.

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

22.13. Разработать проект организации дорожного движения по проектируемым дорогам.

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

22.15. Согласовать РКД на основное оборудование по запросу Заказчика.

22.16. 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.

22.17. При выполнении работ рассмотреть альтернативные проектные решения по снижению

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- 12 -

	стоимости строительства.
23. Идентификация объекта в соответствии со статьёй 4 Федерального закона РФ №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»	<p>23.1. Назначение: Опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса.</p> <p>23.2. Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности, которых влияют на их безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - фонд скважин Дубравинского нефтяного месторождения ЦДНГ-1; - система промысловых трубопроводов Курбатовского нефтяного месторождения. <p>23.3. Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружений:</p> <ul style="list-style-type: none"> - наличие опасных природных процессов и явлений определить инженерными изысканиями. <p>23.4. Принадлежность к опасным производственным объектам (в соответствии с требованиями приложения 2 к Федеральному закону от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»):</p> <ul style="list-style-type: none"> - фонд скважин Дубравинского нефтяного месторождения ЦДНГ-1: признаки опасности 2.1, 2.2, класс опасности - IV; - система промысловых трубопроводов Курбатовского нефтяного месторождения: признаки опасности 2.1,2.2, класс опасности II. <p>23.5. Пожарная и взрывопожарная опасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - взрывопожароопасный. <p>23.6. Наличие помещений с постоянным пребыванием людей:</p> <ul style="list-style-type: none"> - помещения с постоянным пребыванием людей отсутствуют. <p>23.7. Уровень ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - фонд скважин Дубравинского нефтяного месторождения ЦДНГ-1: нормальный; - система промысловых трубопроводов Курбатовского нефтяного месторождения: повышенный. <p>23.8. Признаки идентификации уточнить при разработке проектной документацией.</p>
24. Исходные данные, предоставляемые заказчиком	<p>24.1. Исходные данные Отдела разработки нефтяных и газовых месторождений УРНГМ от 23.11.2021 на 1 л.</p> <p>24.2. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа (УТДНиГ)</p> <ul style="list-style-type: none"> - Отдела добычи нефти от 26.11.2021 на 2 л. <p>24.3. Технические условия Управления</p>

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

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

34

- 13 -

механоэнергетического и метрологического обеспечения (УМЭМО):

- Отдела главного механика от 20.12.2021 на 2 л.,
- Отдела главного энергетика от 17.12.2021 на 2 л.,
- Отдела автоматизации и метрологии от 17.12.2021 на 5 л.,
- Отдела трубопроводного транспорта от 17.12.2021 на 2 л.

24.4. Технические условия Управления корпоративной безопасности по Пермскому краю (УКБ):

- Технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам от 15.12.2021 на 1 л.;

- Технические условия на разработку проекта Система охранно-пожарной сигнализации, системы пожаротушения от 15.12.2021 на 1л.

24.5. Технические условия Отдела информационных технологий и связи от 20.12.2021 на 2 л.

24.6. Исходные данные Управления персоналом на 2 л.

24.7. 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 15.11.2021 на 9 л.

24.8. Типовые технические условия Отдела землеустроительных работ от 30.03.2018 на 5 л.

24.9. Типовые технические условия Отдела главного маркшейдера от 04.10.2021 на 1 л.

24.10. Технические условия Отдела экспертизы смет от 14.12.2021 на 9 л.

24.11. Требования УМТиТО в части данных для заказа оборудования и материалов в составе проектно-сметной документации от 13.04.2020 на 3 л.

24.12. Протокол совещания по вопросу выполнения актов натурного обследования от 30.04.2014 на 1 л.

24.13. Технические условия Отдела планирования и организации строительства от 07.05.2018 на 1 л.

24.14. Указания по формированию раздела «Проект организации строительства» в составе проектной документации на 5 л.

24.15. Типовые требования к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта от 16.08.2021 на 4 л.

24.16. Типовые технические условия Отдела организации проектных работ от 23.06.2020 на 6 л.

24.17. Исходные данные Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю.

24.18. Требования по ограничению содержания неметаллических включений для трубопроводов на 1 л.

24.19. Перечень оборудования длительного срока

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							35

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

Дата: 23.11.2021

**Технические условия к проектированию объекта " Строительство объектов
 обустройства скважины №256 Дубравинского месторождения "**

№ п/п	Номер скважины	Пласт	Назначение скважины	Расчётный дебит нефти, т/сут	Расчётный дебит жидкости, м3/сут	Примечание
1	256	Мл	добыв.	10	15,7	

Основание для проектирования:

1. Инвестиционная программа ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на 2022-2024 гг.

/ Начальник ОМРНГМ



В.Г.Пермяков

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							37

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

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
Отдел добычи нефти
Управления технологии добычи нефти и газа

Объект: Строительство объектов обустройства скважины №256 Дубравинского месторождения.
 Дата: 26.11.2021

1. Исходные данные для проектирования:
 Скважина добывающая нефтяная - № 256.
2. Предусмотреть проектом:
 - 2.1 Обустройство скважины.
 - 2.2 Способ эксплуатации скважины-ШГН. Предусмотреть комплектование СУ частотным регулятором электродвигателя СК.
 - 2.3 Для учета жидкости применить индивидуальное замерное устройство дебита скважин типа СКЖ с монтажом на площадке скважины.
 - 2.4 Подключение к существующей системе «Телескоп+» с выходом на дисплей диспетчерского пункта ЦДНГ-1. Способ передачи данных согласовать с УМЭМО.
 - 2.6 Транспорт продукции трубопроводный. Строительство выкидной линии от скважины до т.врезки в существующий нефтепровод «КППОУ Мосино-ДНС-0111» ориентировочной протяженностью 0,5 км.
 - 2.7 Предусмотреть передачу на диспетчерский пульт ЦДНГ-1 следующих технологических параметров:
 - линейное давление на скважине;
 - замер дебита жидкости.
3. СТРОИТЕЛЬСТВО ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ
 Предусмотреть проектом на основании гидравлических и прочностных расчетов:
 - 3.1 Протяженность.
 - 3.2 Диаметр.
 - 3.3 Тип материала трубы.
 - 3.4 Рабочее давление.
 - 3.5 Выполнить гидравлический расчет, согласовать с Заказчиком. Давление испытания не менее 4 МПа (рабочее давление на скважине должно позволять работе насосного оборудования в соответствии с требованиями завода-изготовителя). Расположение точки подключения к существующей системе сбора согласовать с ЦДНГ-1.
4. СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕГАЗОСБОРНОГО КОЛЛЕКТОРА
 Не требуется.
5. Технические и технологические решения по предупреждению и недопущению отложений АСПО на глубинно-насосном оборудовании и в трубопроводе (в зависимости от материала трубы).
6. Элементы обустройства устья скважин (приустьевая площадка и площадка под агрегат).
7. Нормативный срок эксплуатации трубопроводов: не коррозионностойких – не менее 20 лет, коррозионностойких – не менее 25 лет.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							38

8. Строительство подъездной автодороги от существующей сети автомобильных дорог района до площадки скважины №256 ориентировочной протяженностью 5,0 км.
9. Планируемые показатели эксплуатации скважины по данным УРНГМ в Приложении № 1.
10. Технические условия Управления технологии добычи нефти и газа используются Отделом трубопроводного транспорта.
11. При разработке проектной документации учитывать реализацию проектных решений от зависимых проектов.

Начальник Отдела добычи нефти-
заместитель начальника Управления
технологии добычи нефти и газа



А.Б. Петров

А.А. Шлыков
Тел. 56-468

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							39



Общество с ограниченной ответственностью
«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ОТДЕЛ ГЛАВНОГО МЕХАНИКА

Наименование инвестиционного мероприятия:	Строительство объектов обустройства скважины №256 Дубравинского месторождения.
Основание:	С-43140 от 15.12.21
Дата:	20.12.21

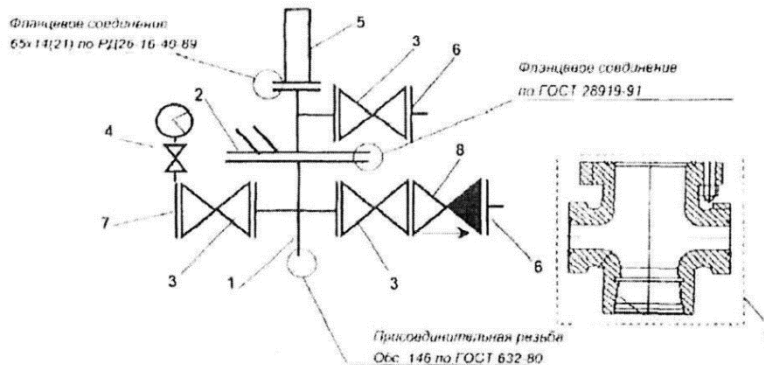
1. Общие требования.

- 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 УТДНП и УМЭМО ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
- 1.4 Предусмотреть в проектах демонтаж выводимого из эксплуатации оборудования и действующих объектов, а также затраты на эти работы.
- 1.5 Проектом предусмотреть затраты на подготовительные работы, подключение (врезки) к действующим трубопроводам.
- 1.6 Разработать и согласовать программу пуско-наладочных работ (далее - ПНР), согласно РД-07-11.1-001-14 «Требования к пусконаладочным работам оборудования, систем и объектов, завершаемых строительством, ремонтом, реконструкцией и модернизацией».
- 1.7 Проектом предусмотреть затраты на ПНР (индивидуальные испытания и комплексное опробование).

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	Лист
							40

2. Обустройство скважин.

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



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

Технические требования:

Характеристика устьевой аппаратуры

Диаметр условного прохода ствола, мм	65
Диаметр условного прохода боковых ступей, 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 113846	К1
Срок службы, не менее, лет	15
Способ подвешивания скважинного трубопровода	в переводнике трубной головки НКТ73 ГОСТ 633-80

Характеристика запорных устройств

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

Прочие требования:

Наличие сертификатов соответствия/декларация таможенного союза о соответствии ТР ТС 010:2011 на устьевую арматуру, запорные устройства

Предусмотреть при способе эксплуатации ШГН привод штангового насоса (станок-качалка).

В сметах предусмотреть затраты на монтаж и ПНР приводов.

Представить расчет максимальной нагрузки на головку балансира СК.

Начальник УМЭМО

Начальник ОГМ

Зам. начальника ЦНТС Чернушка

Начальник ЦЦНГ-1

Начальник СМ ЦЦНГ-1

И.А. Устинов
56-493

Р.В. Габдульманов

В.Ф. Абрамов

А.В. Касаткин

А.И. Галкин

А.И. Кудрявцев

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата


ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
На электроснабжение

Наименование инвестиционного мероприятия:	Строительство объектов обустройства скважины №256 Дубравинского месторождения
Основание:	СЗ-43140э от 15.12.2021
Дата:	17.12.2021

1. Электроснабжение потребителей скважины №256 Дубравинского месторождения выполнить в пролете опор 250-260 ВЛ-10 кВ отпайки на скважину №227 Мосинского месторождения фидер №02 ПС Алтынная.
Точку подключения определить изысканиями, согласовать с ОГЭ и со службой энергетиков ЦДНГ.
2. Проектом определить и выполнить наиболее эффективную схему электроснабжения проектируемых электроприемников.
3. Категорию надежности электроснабжения определить проектом.
4. Проектом выполнить строительство ВЛ-10 кВ самонесущим изолированным проводом СИП-3, изоляцию выполнить на изоляторах ШФ-20Г1 и ПС-70. Трассу проектируемой ВЛ согласовать с владельцами пересекаемых коммуникаций (запросить ТУ на пересечения). При длине отпайки более 1 км, предусмотреть ВЛБ в начале отпайки, при длине отпайки менее 1 км применить линейный разъединитель типа РЛНД-1-10/400 с приводом ПРНЗ-10 1. Для защиты линии от грозových перенапряжений применить длинноискровые разрядники типа РДИМ-10К. Провод ЛЭП проверить на потери напряжения при нагрузке максимальным рабочим током и снижению напряжения при пуске наиболее мощного потребителя. Ширина просеки должна быть не менее охранной зоны ЛЭП, принятой на основании Постановления правительства РФ №160 от 24.02.2009 г. (Правилами установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства ...).
5. Произвести расчёт токов короткого замыкания и перерасчёт уставок РЗиА на питающей ВЛ-10 кВ, составить карту селективности, необходимую информацию для расчетов запросить в ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ». Уставки согласовать в ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ», с отделом Главного энергетика.
6. Проектом предусмотреть установку индикаторов замыкания на землю для воздушных линий на отпаечных ВЛ, место установки согласовать с ОГЭ и с ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ».
7. Электроснабжение скважин выполнить от однострансформаторных подстанций киоскового типа 10/0,4 кВ, силовой трансформатор применить марки ТМГ в комплекте с предохранительным клапаном. Место расположения КТП и мощность силового трансформатора определить проектом. От уровня земли КТП поднять на высоту не менее 0,6 м с устройством площадок обслуживания.
8. Компенсацию реактивной энергии предусмотреть автоматической БСК-0,4 кВ.
9. Предусмотреть распределительную коробку 0,4 кВ с разъемом 63А (3Р+N+E) для подключения оборудования бригад по ремонту скважин. Распределительная коробка должна иметь внутренний замок, установить на трубе основание забетонировать, расположить возле КТП-10/0,4 кВ, подключить от отдельного дифференциального автомата 0,4 кВ 63 А, установленного в КТП. Марку и сечение кабеля определить проектом.
10. Электроснабжение скважин выполнить бронированным силовым кабелем, проложенным в траншее (земле) на глубине не менее 1 метра с прокладкой сигнальной ленты, сечение

1

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

42

- токоведущих жил и марку кабеля определить проектом не менее 25мм². Трассу КЛ-0.4 кВ проложить с минимальным количеством пересечений с трубопроводами и проездами.
11. Произвести выбор автоматических выключателей в РУ-0,4 кВ КТП-10/0,4 кВ исходя из рабочих нагрузок, а также предусмотреть резервные.
 12. Проектом предусмотреть защитное заземление и уравнивание потенциалов оборудования.
 13. Предусмотреть молниезащиту, согласно действующей НТД. Разработать очертания зон в двух проекциях с нанесением размеров на чертежи и классов взрывоопасной зоны.
 14. Основные проектные решения, опросные листы на материалы и оборудование согласовать с ОГЭ на стадии разработки утверждаемой части.
 15. При проектировании электрооборудования, освещения, отопления, систем вентиляции применять энергоэффективное оборудование с предоставлением расчета индикатора энергетической эффективности в соответствии с Постановлением Правительства РФ №600 от 17.06.2015 г. Расчет параметров энергоэффективности выполнить в виде приложения к энергетическому паспорту.
 16. Разработать программу и порядок проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования в соответствии с РД-07-11.1-001-14
 17. Проект должен быть согласован в установленном порядке, а также в ПРУ ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ».
 18. Разработать схему временного электроснабжения стройплощадки на весь период строительства.
 19. В сметах предусмотреть:
 - затраты на пусконаладочные работы в полном объеме.
 - затраты на покраску оборудования в соответствии со стандартом СТБ 09-001-2013.

Начальник Управления МЭМО

Зам. начальника ОГЭ

Начальник СЭ ЦДНГ-1

Р.В.Габдульманов

Р.Т. Шарафутдинов

С.В. Крылов

Смирнов С.С.
23-56-240

2

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

43

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ОТДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ И МЕТРОЛОГИИ

Наименование инвестиционного мероприятия:	Для разработки ПСД: «Строительство объектов обустройства скважины №256 Дубравинского месторождения»
Основание:	п зс 2021 43140э
Дата:	17.12.2021г.

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 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 объёму автоматизации

2.1. Объём 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 объёму автоматизации уточнить на стадии ОПР.

2.2. 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.

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

1

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

во взрывоопасных средах", низковольтное электрооборудование - ТР ТС 004/2011 "О безопасности низковольтного оборудования" и ТР ТС 020/2011 "Электромагнитная совместимость технических средств".

3.2. 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.

3.3. 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.

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

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

3.6. 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.

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

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

3.9. 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.

3.10. 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.

4.4. Для измерений, относящихся 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,

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

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

5.3. 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.

5.4. 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.

5.5. 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.

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

5.7. 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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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; ТУ УКБ.

7. Требования к передаче данных

7.1. Каналы передачи данных организовать в соответствии с ТУ ОИТиС и Техническими требованиями к организации каналов передачи данных с объектов добычи нефти и газа Российских организаций Группы «ЛУКОЙЛ» БС «Гид» в действующей редакции.

7.2. 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.

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

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 металлорукав в ПВХ изоляции.

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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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. Раздел «Информационная безопасность» согласовать с ОИТиС, ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии».

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

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

10.7. 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 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.

10.8. 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.

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

10.10. 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.

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

Начальник УМЭМО

Р.В. Габдульманов

Начальник отдела – Главный метролог

Д.В. Колчин



Гуледза А.В.
36-834

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОТДЕЛ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Наименование инвестиционного мероприятия:	«Строительство объектов обустройства скважины №256 Дубравинского месторождения»
Основание:	Служебная записка от 15.12.2021 № 43140э
Дата:	17.12.2021

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

Тип материала определить проектом в коррозионно-стойком 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, протяженность, глубину заложения и способ прокладки проектируемых трубопроводов определить проектом, согласовать Заказчиком. Трассу выбрать исходя из наименьшей протяженности, 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 секущих 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. №	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

49

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 вварные 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 нового трубопровода к существующим промышленным коммуникациям. Работы по врезке выполнять силами подрядной организации выполняющей СМР с привлечением специализированной подрядной организации, согласованной Заказчиком (Управление МЭМО).

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

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

Начальник Управления МЭМО

И.В. Габдульманов

Начальник ОТТ Управления МЭМО

А.Д. Ямалтдинов

Начальник ЦДНГ-1

А.И. Галкин

Начальник службы механиков ЦДНГ-1

А.И. Кудрявцев

К.В. Воскресенский
56-306

2

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

50

**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

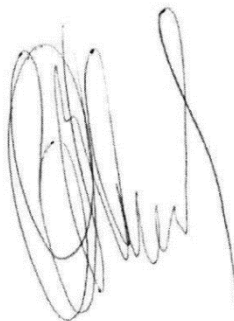
Объект: «Строительство объектов обустройства скважины № 256 Дубравинского месторождения».

Номер:

Дата: 15.12.2021

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. Дополнительных средств защиты проектировать не требуется.

Составил:
Ведущий специалист ОКБ ОНД
по Пермскому региону



С.В.Паршин

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

51

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

Управление корпоративной безопасности по Пермскому региону

Объект: «Строительство объектов обустройства скважины № 256 Дубравинского месторождения».

Номер:

Дата: 15.12.2021

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

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

Состав комплекса

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

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

2. ТРЕБОВАНИЯ К КОМПЛЕКСУ

При проектировании учесть существующие системы охранной, пожарной и охранной сигнализации на объектах. Осуществить вывод сигналов «неисправность», «внимание», «пожар», «тревога» на пост круглосуточной физической охраны. Способ передачи сигналов уточнить при проектировании с учетом особенностей объекта. Предпочтение отдавать проводной передаче сигналов и оборудованию производства НПО «Болид».

3. СИСТЕМА ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ И ПОЖАРОТУШЕНИЯ

Систему пожарной сигнализации и пожаротушения выполнить в соответствии с действующими нормативными документами, обеспечить защиту вновь возводимых и реконструируемых помещений. На одном шлейфе сигнализации расположить не более трех рядом расположенных помещений.

Запись и хранение сообщений осуществить в журнале событий приемно-контрольного прибора.

4. СИСТЕМА БЕСПЕРЕБОЙНОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ

Система бесперебойного э/питания должна обеспечивать плавный переход на резервный источник питания без перебоев в питании и в работе пожарной сигнализации.

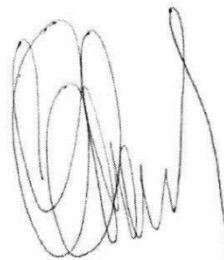
Для обеспечения бесперебойности работы системы пожарной сигнализации предусмотреть источники бесперебойного питания, в соответствии с требованиями руководящих документов.

Система должна обеспечивать работу:

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

В соответствии с Указанием Президента ПАО «ЛУКОЙЛ» от 17.12.2018 № ВА-58/у разработка и реализация данного раздела проекта находится в компетенции ООО Техцентр «ЛУКОМ-А», тел. (342) 238-82-00.

Ведущий специалист ОКБ ОНД
по Пермскому региону



С.В.Паршин

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

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

52

Технические условия
Отдел информационных технологий и связи

Наименование инвестиционного мероприятия	Строительство объектов обустройства скважины №256 Дубравинского месторождения
Основание	СЗ № п зс 2021 43140э от 15.12.2021
Дата	20.12.2021

1. Технологию сбора и передачи данных с объектов добычи нефти и газа определить проектом.
2. При проработке технических решений учесть требования и рекомендации:
 - Федерального закона от 26 июля 2017 года N 187-ФЗ «О БЕЗОПАСНОСТИ КРИТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ» и подзаконных актов.
 - Приказа Министерства цифрового развития, связи и массовых коммуникаций российской федерации от 29 марта 2019 года N 113 «Об утверждении Концепции построения и развития узкополосных беспроводных сетей связи "Интернета вещей" на территории Российской Федерации»;
 - Технических требований к организации каналов передачи данных с объектов добычи нефти и газа Российских организаций Группы «ЛУКОЙЛ» бизнес-сегмента «Геологоразведка и добыча» от 07.09.2019, утвержденными Старшим вице-президентом по добыче нефти и газа А.А. Шамсуаровым.
 - Стандарта ОАО «ЛУКОЙЛ» «Архитектура сетевого взаимодействия между автоматизированной системой управления технологическими процессами и локальной вычислительной сетью. Требования по обеспечению информационной безопасности при подключении к автоматизированной системе управления технологическими процессами».
3. Рассмотреть два варианта технологии сбора и передачи данных: БШПД, сети сотового оператора. В случае наличия покрытия сети сотового оператора в качестве приоритетной технологии передачи данных рассмотреть стандарт сотовой связи для устройств телеметрии HSPA/UMTS.
4. При проектировании максимально использовать существующую инфраструктуру сети связи и передачи данных.
5. На стадии ОПР провести изыскания прохождения радиоволн между проектируемыми объектами и существующей сетью связи и передачи данных. Расчет высот подвеса антенн, их тип и азимуты направлений выполнить с учетом рельефа Земли и высот существующих строений, и лесных массивов, находящихся в интервале между объектами расчета. Направить запросы сотовым операторам с целью подтверждения наличия зоны покрытия. Для разработки основных технических решений по организации каналов, по присоединению к существующей сети радиосвязи и (или) к корпоративной сети связи и передачи данных привлечь ООО «ИНФОРМ». Определить приоритетного оператора сотовой связи. Выполнить вариантную проработку и технико-экономическое сравнение решений по организации каналов передачи данных.
6. Применяемое оборудование ИТ характера должно быть включено в перечень программных и технических средств ПАО «ЛУКОЙЛ» (далее – ППТС). При

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

необходимости включения уникального оборудования необходимо выполнить процедуру включения в ППТС в рамках проектирования.

7. Предусмотреть проектом реализацию антивирусной защиты на базе антивирусного программного обеспечения «Kaspersky Industrial Cyber Security» или «Kaspersky Endpoint Security». Схему управления и обновления уточнить на этапе внедрения в ОИТиС.
8. Обеспечить передачу регистрируемых параметров в АСОДУ. В существующие системы АСУ ТП объектов добычи нефти и газа, согласно ТУ ОАиМ.
9. При строительстве АМС связи (при необходимости), место установки, высоту, конструкцию, трассу прокладки ВЧ кабелей согласовать с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».
10. Разработать электроснабжение, заземление оборудования; молниезащиту АМС (при строительстве АМС).
11. Предусмотреть технические решения по защите информации.
12. В рамках раздела «Сети связи» должны быть разработаны физические и логические схемы организации сети с пояснительной запиской (в части передачи информационных потоков в/из корпоративной сети);
13. Согласовать с ООО «ЛУКОЙЛ-Технологии» схемы связи.
14. Раздел «Сети связи» (рабочей и проектной документации) выполнить отдельным томом со своими спецификациями и опросными листами на оборудование.
15. Раздел «Сети связи» (проектной документации) разработать в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ №87 от 16.02.2008 и согласовать с ООО «ИНФОРМ».
16. Разработать программу и порядок проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования в соответствии с РД-07-11.1-001-14.
17. В сметных расчетах предусмотреть стоимость работ, выполняемых специализированными (сервисными) организациями, по конфигурированию и настройке сетевого оборудования и оборудования информационной безопасности, выводу данных в АСОДУ, затраты на пусконаладочные работы в полном объеме.

Начальник отдела ИТиС



Н.А. Алтунин

Исполнитель:
Н.Л. Соколов
Тел. №23-56-762

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

2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH

Лист

54

**Исходные данные для разработки технических условий
по объекту «Строительство объектов обустройства скважины №2 56
Дубравинского месторождения»**

1. Объект «Строительство объектов обустройства скважины №256 Дубравинского месторождения находится в зоне ответственности бригады № 0107 ЦДНГ № 1. Дополнительной численности для обслуживания не требуется.

2. Численность бригады по добыче нефти и газа № 0107 – 21 человек, в том числе:
 мастер по добыче нефти, газа и конденсата -1 чел.
 оператор по добыче нефти и газа 6 разряда - 1 чел.
 оператор по добыче нефти и газа 5 разряда - 1 чел.
 оператор по добыче нефти и газа 4 разряда – 18 чел.

3. Режим работы:

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

Недельный учёт рабочего времени. Пятидневная рабочая неделя с двумя выходными днями суббота и воскресенье, продолжительность смены 8 часов с 08:00 до 17:00.
 Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12:00 до 13:00.

3.2. Для операторов по добыче нефти и газа:

Сменный/суммированный учет рабочего времени.

3.2.1.Смена (день) с 08:00 до 17:00 – работа по скользящему графику 5 дней рабочих, 2 дня выходных, продолжительность смены – 8 часов.

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

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

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

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

Перерыв для отдыха и питания 1 час с 01:00 до 02:00.

4. Бригада по добыче нефти и газа № 0107 базируется в опорном пункте бригады.

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

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

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

6. Медицинское обслуживание работников осуществляется в здравпункте, расположенном в здании административно-бытового корпуса ЦДНГ № 1 Дороховского месторождения и в ближайших учреждениях здравоохранения.

7. Ежегодные периодические медицинские осмотры работников, чья работа связана с воздействием вредных производственных факторов или опасных для здоровья веществ, проводятся персоналом специализированных медицинских организаций в соответствии с Приказом Минздрава России от 28.01.2021 N 29н «Об утверждении Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров работников, предусмотренных частью четвертой статьи 213 Трудового кодекса РФ, перечня медицинских противопоказаний к осуществлению работ с вредными и (или) опасными производственными факторами, а также работам,

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

при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры».

8. Горячее питание для сотрудников ЦДНГ №1 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» организовано в столовой ООО «Пермьторгнефть», располагающейся на территории ДНС-0120 ЦДНГ № 1 или в комнате приема пищи опорного пункта бригады.

Начальник Отдела организации
труда и заработной платы



Ю.С. Ручнова

Цаюкова И.Л.
тел.: 56-398



Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
							56
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС25-PD-PZ.TCH	

