

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

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения
(модуль 150)»

Проектная документация

Раздел 1 Пояснительная записка

Часть 2 Обустройство месторождения

2019/206/ДС190-PD-PZ

Том 1

Договор №

2019/206/ДС190

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения
(модуль 150)»

Проектная документация

Раздел 1 Пояснительная записка

Часть 2 Обустройство месторождения

2019/206/ДС190-PD-PZ

Том 1

Договор № 2019/206/ДС190

Главный инженер В.А. Войтенко

Главный инженер проекта А.В. Копысов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/206/ДС190-PD-PZ2.S	Содержание тома 1.2	2
2019/206/ДС190-PD-SP	Состав проектной документации	3
2019/206/ДС190-PD-PZ2.TCH	Текстовая часть	4

Согласовано	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						2019/206/ДС190-PD-PZ2.S			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 1	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Копысов			04.2023		П	1	1
Проверил		Калугин			04.2023		НПИ ОНГМ		
Н.контр.		Калугин			04.2023				
ГИП		Копысов			04.2023				

Состав проектной документации приведен в томе 2019/206/ДС190-SP

Согласовано												
Взам. инв. №												
Подп. и дата												
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС64-SP						
Разраб.		Копысов			04.2023	СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДО- КУМЕНТАЦИИ	Стадия	Лист	Листов			
Проверил		Калугин			04.2023		П	1	1			
Н.контр.		Калугин			04.2023		ИПИ ОНГМ					
ГИП		Копысов			04.2023							
Инва. № подл.												

Содержание

1	Исходные данные	1
2	Исходные данные и условия для подготовки проектной документации	1
3	Сведения о климатической, географической и инженерно-геологической характеристике района	5
4	Описание вариантов маршрутов прохождения линейного объекта по территории района строительства, обоснование выбранного варианта трасс	11
4.1	Трасса нефтегазосборного трубопровода от проектируемой куста скважин №362 до т.врезки в нефтепровод «ГЗУ-1483 – ДНС-1035».....	11
4.2	Автомобильные.....	14
5	Сведения о линейном объекте с указанием наименования, назначения и месторасположения начального и конечного пунктов линейного объекта	15
6	Сведения о зданиях, строениях и сооружениях, входящих в инфраструктуру линейного объекта	15
6.1	Система сбора и транспорта нефти и газа	15
6.2	Система электроснабжения.....	18
7	Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта	19
8	Сведения о земельных участках, изымаемых во временное (на период строительства) и постоянное пользование, обоснование размеров изымаемого земельного участка	19
9	Сведения о категории земель, на которых будет располагаться линейный объект	20
10	Сведения о размере средств, требующихся для возмещения убытков правообладателям земельных участков	20
11	Сведения об использованных в проекте изобретениях, результатах проведенных патентных исследований	21
12	Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий	21
13	Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов	21
14	Сведения о предполагаемых затратах, связанных со сносом зданий и сооружений, переселением людей, переносом сетей инженерно-технического обеспечения	22
15	Описание проектных решений, обеспечивающих надежность линейного объекта, последовательность его строительства, намечаемые этапы строительства и планируемые сроки ввода его в эксплуатацию	22
16	Список литературы	29
	Таблица регистрации изменений	31

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

2021/354/ДС64-PD-PZ2.ТСН					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Копысов			04.2023
Проверил		Калугин			04.2023
Н.контр.		Калугин			04.2023
ГИП		Копысов			04.2023
ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ					
		Стадия	Лист	Листов	
		П	1		
НПИ ОНГМ					

1 Исходные данные

Основанием для разработки проектной документации является среднесрочная инвестиционная программа Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2022-2024 г.г. в соответствии с заданием на проектирование «Строительство и обустройство скважин Ильичевского месторождения», утвержденным Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным 25.10.2021.

2 Исходные данные и условия для подготовки проектной документации

Исходными данными для разработки проекта служат:

1. Задание на проектирование по объекту «Строительство и обустройство скважин Ильичевского месторождения», утвержденное Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным 25.10.2020 на 14 л.

2. Исходные данные Отдела разработки нефтяных и газовых месторождений УРНГМ от 29.09.2021 на 1 л.

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

- отдела добычи нефти от 26.05.2021 на 2 л.;

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

- отдела главного механика от 31.05.2021 на 3 л.;

- отдела главного энергетика от 01.06.2021 на 2 л.;

- отдела автоматизации и метрологии от 31.05.2021 на 5 л.;

- отдела трубопроводного транспорта от 31.05.2021 на 2 л.

5. Технические условия управления корпоративной безопасности по Пермскому краю (УКБ):

- технические условия по обеспечению мероприятий по противодействию террористическим актам от 31.05.2021 на 1 л.,

- технические условия на разработку проекта «Система пожарной сигнализации, системы пожаротушения» от 31.05.2021 на 1 л.

6. Технические условия Отдела информационных технологий и связи от 31.05.2021 на 2 л.

7. Исходные данные Управления персоналом на 2 л.

8. Типовые технические условия Управления охраны труда, промышленной и экологической безопасности для включения в задание на проектирование объектов строительства, технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта от 30.04.2021 на 9 л.

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

10. Типовые технические условия Отдела главного маркшейдера от 17.01.2014 на 1 л.

11. Технические условия Отдела экспертизы смет от 04.12.2020 на 8 л.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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

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

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

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

16. Типовые требования к оформлению и предоставлению в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проектной документации на объекты строительства, реконструкции и капитального ремонта от 10.02.2021 на 5 л.

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

18. Исходные данные Главного управления Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ликвидации последствий стихийных бедствий по Пермскому краю от 19.08.2020 на 3 л.

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

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

21. Действующая декларация промышленной безопасности на ОПО «А48-10051-0263 от 27.08.2021».

22. Свидетельство о постановке на государственный учет объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

23. Лицензия на право пользования недрами ПЕМ.

24. Протокол заседания Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС от.

25. Постановления администрации Об утверждении проекта планировки территории и межевания территории по объекту «Строительство и обустройство скважин Ильичевского месторождения».

26. Технические отчёты по инженерным изысканиям, выполненные ООО «Уралстройизыскания» в 2022 г.:

- 2019/206/ДС190-ИГДИ1 - Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 1. Текстовая часть (Том 1.1) (Приложение Д.1);
- 2019/206/ДС190-ИГДИ2 - Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий. Часть 2. Графическая часть. (Том 1.2) (Приложение Д.2);

- 2019/206/ДС190-ИГИ - Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий. (Том 2) (Приложение Д.3);

- 2019/206/ДС190-ИГМИ - Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий (Том 3) (Приложение Д.4);

- 2019/206/ДС190-ИЭИ - Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий (Том 4) (Приложение Д.5);

- 2019/206/ДС190-ПРПВ - Технический отчет по результатам поиска и разведки

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH					Лист
					2

подземных вод для целей водоснабжения (Том 5) (Приложение Д.6).

27. Проект планировки и межевания территории, выполненные ООО «Уралстройизыскания» в 2022 годах:

- 2019/206/ДС190-ППТ – Основная часть проекта планировки территории (Том 1), (Приложение Е.1);
- 2019/206/ДС190-ППТ – Материалы по обоснованию проекта планировки территории (Том 2), (Приложение Е.2);
- 2019/206/ДС190-ПМТ – Основная часть проекта межевания территории (Том 3), (Приложение Е.3);
- 2019/206/ДС190-ПМТ – Материалы по обоснованию проекта межевания территории (Том 4), (Приложение Е.4).

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

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

Идентификационные признаки:

1. Назначение проектируемых сооружений – опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса. Смотреть в таблице 2.1. Таблица 2. 1

Таблица 2. 1 - Опасный производственный объект нефтедобывающего комплекса

Наименование сооружения	Функциональное назначение
Обустройство добывающих скважин №№361,362	Добыча сырой нефти
Нефтегазосборный трубопровод	Обеспечение транспорта продукции добывающих скважин
Автодороги к кусту скважин №№361,362	Обеспечение подъезда автотранспорта к скважинам

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

- фонд скважин Ильичевского нефтяного месторождения, ЦДНГ-10;
- система промысловых трубопроводов Кокуйского нефтяного месторождения.

3. Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
								3
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH		

воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения:

- Активизация карстово-суффозионных процессов;
- Пучинистость грунтов.

4. Принадлежность к опасным производственным объектам (в соответствии с требованиями приложения 2 к Федеральному закону от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»):

- фонд скважин Ильичевского нефтяного месторождения ЦДНГ-10, признаки опасности 2.1, 2.2, класс опасности IV;
- система промысловых трубопроводов Кокуйского нефтяного месторождения, признаки опасности 2.1, 2.2, класс опасности II.

5. Пожарная и взрывопожарная опасность:

Взрывоопасные и пожароопасные зоны классифицированы в соответствии со статьями 18, 19 Федерального закона № 123-ФЗ и п.п.7.3.40 – 7.3.43, 7.4.3 – 7.4.6 «Правил устройства электроустановок». Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности описаны в Разделе 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

Характеристики проектируемых сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Характеристики проектируемых сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности

6. Наличие помещений с постоянным пребыванием людей – отсутствуют.

7. Уровень ответственности:

- фонд скважин Ильичевского нефтяного месторождения ЦДНГ-10: нормальный;
- система промысловых трубопроводов Кокуйского нефтяного месторождения: повышенный.

Проектируемый объект «Строительство и обустройство скважин Ильичевского месторождения» будет входить в состав ЦДНГ-10, который поставлен на государственный учет объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду с присвоением ему 1-й категории.

Идентификация объекта в соответствии со статьей 4 ФЗ-384 «Технологический регламент о безопасности зданий и сооружений» представлена в таблице 2.3.

Таблица 2. 3 - Идентификация объекта

№	Идентификационные признаки	Добывающие скважины куста №№361,362	Выкидные и нефтегазосборные трубопроводы	Автомобильные дороги на куст скважин №№361,362	ВЛ-6кВ на куст скважин №№361,362
1	Назначение (ОК 029-2014):	Добыча сырой нефти и нефтяного попутного газа (п.11.10.11)			

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС64-РД-РЗ2.ТСН	Лист
							4

2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	Фонд скважин Ильичевского нефтяного месторождения, ЦДНГ-10	Система промышленных трубопроводов Кокуйского нефтяного месторождения	Объекты инженерного обеспечения	Объекты инженерного обеспечения
3	Отрицательными факторами, непосредственно влияющими на строительство	Активизация карстово-суффозионных процессов, пучинистость грунтов			
4	Принадлежность к опасным производственным объектам (ФЗ №116-ФЗ от 21.07.1997):	признаки опасности 2.1, 2.2, класс опасности IV	признаки опасности 2.1, 2.2, класс опасности II	Не относится к опасным производственным объектам	Не относится к опасным производственным объектам
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Повышенная взрывопожароопасность	Повышенная взрывопожароопасность	-	-
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Отсутствуют	Отсутствуют	Отсутствуют	Отсутствуют
7	Уровень ответственности	Нормальный	Повышенный	Нормальный	Нормальный

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

В административном отношении район работ расположен в Кунгурском муниципальном округе Пермского края. Объект изысканий находится на территории Ильичевского нефтяного месторождения.

Ближайшие населенные пункты – пос. Ильича, Кокшарово, Лядово.

Исследуемая территория расположена на Восточно-Европейской равнине Уфимского плато с Сылвинским кряжем.

В тектоническом отношении участок работ расположен на пологом западном крыле Уфимского вала Восточно-Европейской платформы, ось которого погружается в северном направлении.

Характерной особенностью района работ является проявление карстовых форм рельефа. В изыскиваемом районе распространены закарстованные породы известняков и доломитов.

В геоморфологическом отношении участок изысканий находится в долине реки Сылва на правом берегу Камского водохранилища, в междуречье рек Кутамыш и Юрман.

Гидрографическая сеть района изысканий принадлежит к бассейну реки Сылва и представлена притоками разного порядка: реками Кутамыш и Юрман, ручьем Молебный, другими ручьями без названия, а также небольшими озерами-старицами.

Местность в районе изысканий залесенная, представляет собой расчищенные от древесной растительности коридоры коммуникаций в лесных массивах. Рельеф территории представляет собой холмисто-увалистую равнину, расчле-

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

ненную долинами рек и ручьев, а также сетью логов и оврагов. Углы наклона поверхности изменяются от 2° до 6°, в долинах рек и в логах достигают 20° и более.

Растительность на территории изысканий: лес смешанный (ель, пихта, липа, береза, осина, сосна). На открытых участках развита луговая растительность.

В геологическом строении района изысканий (до исследуемой глубины 5,0-100,0 м) принимают участие делювиальные (dQ), элювиальные (eQ) отложения четвертичного возраста. Коренные пермские отложения (P) вскрыты при бурении глубокой скважины на карст на глубине 60,5 м. С поверхности развит почвенно-растительный слой. На пересечениях с автодорогами встречены техногенные отложения.

Коренные пермские отложения (P) представлены ангидритом серым, светло-серым прочным очень плотным непористым неразмьгчаемым слабовыветрелым, в кровле слоя ангидрит слабопористый, на глубине 74,0 м среднепористый и средневыветрелый, с прослоями гипса светло-серого, RQD=80%. Вскрытая мощность слоя составила 39,5 м. Встречен в скважине №62 (ИГЭ-3).

В соответствии с геолого-литологическим строением участка, по полевым и лабораторным данным, а также согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2020 на участке изысканий выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

Четвертичные делювиальные отложения (dQ)

ИГЭ-1а – Глина легкая пылеватая полутвердая (dQ);

ИГЭ-1б – Глина легкая пылеватая тугопластичная (dQ);

ИГЭ-1в – Глина легкая песчанистая мягкопластичная с примесью органического вещества (dQ);

Четвертичные элювиальные отложения (eQ)

ИГЭ-2 – Суглинок щебенистый полутвердый (дресвы, щебня до 50%) (eQ);

Отложения пермской системы (P)

ИГЭ-3 – Ангидрит прочный очень плотный непористый неразмьгчаемый слабовыветрелый (P).

Согласно таблице В.3 СП 28.13330.2017 подземные воды по выщелачивающей, общекислотной и углекислотной показателям агрессивности – неагрессивные (для бетонов марки W4).

Согласно таблице В.4 СП 28.13330.2017 подземные воды на участке изысканий неагрессивны по отношению к бетону нормальной проницаемости (марки W4).

В периоды весеннего снеготаяния и затяжных дождей возможен подъем уровня грунтовых вод аллювиального водоносного горизонта на 0,5-1,0 м выше от замеренного.

На территории изысканий, где подземные воды не были встречены при неблагоприятных условиях (в периоды активного весеннего снеготаяния и проливных дождей), при нарушении поверхностного стока возможно образование грунтовых вод типа «верховодка» в верхней части глинистого разреза на глубине 0,5-1,5 м.

При инженерно-геологической оценке территории основное внимание уделяется физико-геологическим процессам. Степень распространения и интенсив-

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

	-					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

ность проявления этих процессов во многом определяет устойчивость геологической среды к техногенным воздействиям. На исследуемой территории наиболее характерным процессом является карст.

Оценка устойчивости территории относительно карстовых провалов проведена на основании инженерно-геологического обследования, использования данных буровых и геофизических работ в соответствии СП 11-105-97 (часть II) и ТСН 11-301-2004По.

По районированию карста Пермской области (К.А.Горбунова и др.,1992) участок работ относится Нижнесылвенскому району преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста.

Нижнесылвенский карстовый район бассейн нижнего течения р. Сылва. Район занимает восточную окраину Восточно-Европейской платформы на границе с Предуральским прогибом. Крупные структуры осложнены Мазунинской и Веслянской валлообразными зонами, в пределах которых выделяются локальные структуры меньших размеров.

Зона активного водообмена и карстообразования складывается породами кунгурского и уфимского яруса.

Карст проявляется преимущественно в гипсах и частично – в карбонатных породах иренского горизонта, в меньшей степени – в известняках и доломитах Соликамского горизонта. Он относится к голому и задернованному, на значительных площадях к подэлювиальному, подаллювиальному – в долинах рек, закрытому – под соликамскими породами.

Юрмано-Мульковский карстовый участок расчленен долинами рек Кутамыша, Юрмана и оврагами. Трещиноватые гипсы и ангидриты мощностью 85-90 м приподняты над дренами.

Покровные соликамские отложения трещиноваты, фациально изменчивы. Преобладают закрытый подэлювиальный и подаллювиальный типы карста. Средняя плотность карстовых форм составляет 17, максимальная – 237 на 1 км², коэффициент площадной закарстованности – 0,32%. На участке имеются свежие провалы.

Оценка карстоопасности исследуемой территории выполнена на основе данных карстологического обследования, данных бурения скважин, а также изучения материалов научных и инженерно-геологических исследований по изучению карста на изыскиваемой территории.

В геологическом строении участка изысканий по данным бурения скважины №62 глубиной 100,0 м принимают участие пермские породы, представленные сульфатными отложениями иренского горизонта кунгурского яруса перекрытые четвертичными делювиальными и элювиальными отложениями и почвенно-растительным слоем.

Карстующиеся породы представлены ангидритами прочными, залегающими на глубине 60,5 м. Вскрытая мощность карстующихся пород составляет 39,5 м.

Делювиальные отложения представлены глиной легкой пылевой полутвердой. Встречены на глубине 0,1 м их мощность составляет 3,6 м.

Элювиальные отложения представлены суглинком щебенистым полутвердым (дресвы, щебня до 50%), дресва, щебень известняка, аргиллита, песчаника, алевролита, на глубине 3,8-4,0 м и 10,0 м с валунами песчаника прочного плот-

Взам. инв. №						Лист					
Подп. и дата						2021/354/ДС64-PD-PZ2.ТСН	7				
Инв. № подл.						Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

ного среднепористого неразмягчаемого слабовыветрелого, на глубине 17,8-18,0 м песчаник средней прочности плотный среднепористый размягчаемый средневыветрелый, на глубине 37,5-37,7 песчаник прочный плотный среднепористый размягчаемый слабовыветрелый, а так же с прослоем на глубине 26,0 м щебенистого грунта с суглинистым тугопластичным заполнителем (заполнителя до 41%), дресва, щебень песчаника и с прослоем глины твердой на глубине 31,8-32,0 м, с прослоем суглинка тяжелого печанистого полутвердого на глубине 40,0 м. Встречены на глубине 3,7 м, мощность составляет 56,8 м.

В качестве прогноза можно предположить, что условия для образования карстовых форм рельефа на исследуемой территории имеются. Активизация карстовых процессов на период строительства и эксплуатации сооружений на данной территории может произойти при условии невыполнения всех противокарстовых мероприятий.

При оценке карстоопасности участка работ учитывалось:

- наличие карстующихся пород (ангидритов – ИГЭ-3), залегающих на глубине 60,5 м (абс.отметки 134,67 м БС) вскрытой мощностью 39,5 м;
- наличие горизонта подземных вод делювиальных отложений;
- отсутствие подземной закарстованности при бурении (карстовые полости в карстующихся породах по результатам бурения скважины №62 глубиной до 100,0 м не встречены);
- наличие на исследованной территории поверхностной закарстованности, представленной 48 карстовыми воронками;
- отсутствие по результатам проведения геофизических работ карстовых полостей и аномальных зон.

В процессе строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, в частности при планировке территории, возникновения дополнительных нагрузок от сооружений, за счет техногенных утечек возможна активизация карстово-суффозионных процессов в районах распространения карстующихся пород. Согласно СП 22.13330.2016, СП 116.13330.2012, ТСН 11-301-2004По рекомендуются следующие противокарстовые мероприятия:

- архитектурно-планировочные (трассировка магистральных границ и сетей с максимально возможным обходом карстоопасных участков, тщательная планировка поверхности);
- водозащитные (водорегулирующие) и противofiltrационные (тщательная планировка поверхности, борьба с утечками промышленных вод, недопущение инфильтрации их в грунты, исключение скоплений поверхностных вод, строгий контроль за гидроизоляционными работами);
- технологические (повышение надежности технологического оборудования и коммуникаций, контроль за возникающими в период строительства карстовыми деформациями);
- эксплуатационные (геодезический контроль за поверхностью и деформациями сооружений, контроль за выполнением противокарстовых мероприятий);
- ежегодный мониторинг за развитием карстовых процессов на участке застройки и прилегающей территории.

Для исключения активизации карстовых процессов строительство рекомендуется вести в зимний период, т.к. весной частота провалов заметно возрастает;

Взам. инв. №						Лист					
Подп. и дата						2021/354/ДС64-PD-PZ2.ТСН	8				
Инв. № подл.						Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

минимально возможная концентрация техники и механизмов, передающих значительные динамические нагрузки; сокращение сроков между проходкой траншей и укладкой труб; разработка мероприятий по быстрой ликвидации или предупреждению возможных последствий при проявлении карстовых деформаций.

Подтопление территории – процесс подъема уровня грунтовых вод выше некоторого критического положения, приводящий к ухудшению инженерно-геологических условий территории строительства.

Интенсивность процесса подтопления застроенных территорий зависит от естественного режима грунтовых вод, природных (геоморфологических, геолого-литологических, гидрологических) условий, плотности застройки, водонесущих коммуникаций и величины водопотребления.

Причиной возникновения и развития подтопления также может быть нарушение естественного стока при проведении строительных работ.

При подъеме уровня подземных вод могут происходить дополнительные осадки грунтов оснований. Подтопление застроенных территорий подземными водами ведет к водонасыщению грунтов оснований, ухудшению их деформационных характеристик и изменению напряженного состояния сжимаемой толщи основания.

При пересечении проектируемыми трассами понижений рельефа, логов и пойм водотоков в сезон весенних паводков возможно затопление территории до отметок уровней 1%-ной обеспеченности:

- по трассе нефтегазосборный трубопровод от проектируемого куста скважин №362 до т.вр. в нефтепровод «ГЗУ-1483-ДНС-1035» на участке ПК46+17,91 – ПК46+23,48.

Остальные участки трасс и проектируемые объекты не затапливаются водами весеннего половодья и дождевых паводков.

Согласно приложению И СП 11-105-97 часть II, с учетом прогноза по трассе нефтегазосборный трубопровод от проектируемого куста скважин №362 до т.вр. в нефтепровод «ГЗУ-1483-ДНС-1035» участок ПК57+9,94 – ПК57+35,04, к району сезонно (ежегодно) подтапливаемому (I-A-2) можно отнести трассу нефтегазосборного трубопровода от проектируемого куста скважин №362 до т.вр. в нефтепровод «ГЗУ-1483-ДНС-1035» на участке ПК46+17,91 – ПК46+23,48.

В соответствии с геологическими и геоморфологическими условиями района изысканий, в периоды весеннего снеготаяния и затяжных дождей возможно формирование водоносного горизонта в слабофильтрующих грунтах на глубине от 0,5 до 1,0 м.

Уровень «верховодки» в естественных условиях испытывает резкие колебания в зависимости от количества атмосферных осадков, температуры и других метеорологических факторов. «Верховодка» опасна при строительстве своим неожиданным появлением, так как наличие или возможность ее образования не всегда устанавливается при инженерно-геологических изысканиях. Образовавшаяся «верховодка» может вызывать подтопление инженерных сооружений. При недостаточной организации поверхностного водостока «верховодка» может перейти в постоянный водоносный горизонт.

При проектировании следует предусмотреть организацию поверхностного

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH				Лист
										9

стока и подземную гидроизоляцию.

Среди геологических процессов и явлений, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку (осложняющих строительство), на территории исследуемого участка следует отметить процессы морозного пучения грунтов.

Пучинистость грунтов – это явление возникает в местах неглубокого залегания грунтовых вод. Сооружения, подвергающиеся сезонному промерзанию-протаиванию должны проектироваться с учетом морозного пучения грунтов, заключающегося в том, что влажные тонкодисперсные грунты при промерзании способны деформироваться – увеличиваться в объеме. При последующем оттаивании в этих грунтах происходит обратный процесс, сопровождающийся их разуплотнением, осадкой. Морозное пучение выражается в неравномерном поднятии промерзающего грунта.

Непосредственно на инженерные сооружения процесс морозного пучения воздействует через касательные и нормальные силы пучения. Противопучинные мероприятия при строительстве должны быть направлены на снижение касательных сил пучения и разработку конструктивных особенностей сооружений позволяющих удерживать их от выпучивания.

Глинистые грунты на участке изысканий в пределах глубины сезонного промерзания по степени пучинистости подразделяются согласно СП 22.13330.2016, п. 6.8.6 (см. приложение Н):

- ИГЭ-1а – сильнопучинистый;
- ИГЭ-1б – средне- и сильнопучинистый;
- ИГЭ-1в – сильнопучинистый;
- ИГЭ-2 – слабопучинистый.

Интенсивность сейсмического воздействия (сейсмичность района) согласно СП 14.13330.2018:

- территория не сейсмична по карте А (≤ 5 баллов);
- 6 баллов по карте В (при 5% вероятности превышения значения сейсмической интенсивности).

В соответствии с СП 14.13330.2018, таблица 4.1 были выделены категории грунтов по сейсмоопасности:

- ИГЭ-1а, 1б, 2 – II;
- ИГЭ-1в – II I.
- ИГЭ-3 – I.

В соответствии с СП 115.13330.2016, таблица 5.1 были выделены категории опасности природных процессов:

- по морозному пучению – весьма опасные;
- по подтоплению – умеренно опасные;
- по интенсивности землетрясений – умеренно опасные;
- по карсту – весьма опасные.

Среднегодовая температура воздуха по метеостанции г. Кунгур составляет плюс 2,0 °С, по метеостанции г. Пермь – 2,3 °С. Самым холодным месяцем в году является январь, со средней месячной температурой воздуха по МС Кунгур – минус 14,8 °С, по МС Пермь – минус 13,9 °С; самым тёплым – июль, со средней месячной температурой воздуха плюс 18,2 °С по МС Пермь и МС Кунгур.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Абсолютный минимум температуры воздуха по МС Кунгур достигает минус 50 °С, по МС Пермь – минус 47 °С; абсолютный максимум по МС Кунгур – плюс 36 °С, по МС Пермь – плюс 37 °С.

Годовая сумма осадков в среднем составляет 639 мм по МС Пермь.

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.

Для снижения затрат на отвод земельных участков основным критерием выбора трасс является максимально возможное расположение проектируемого участка трубопровода в существующем коридоре коммуникаций, прохождение нормативными разрывами от них и с минимально возможными пересечениями с действующими коммуникациями.

4.1 Трасса нефтегазосборного трубопровода от проектируемой куста скважин №362 до т.врезки в нефтепровод «ГЗУ-1483 – ДНС-1035»

В таблице 4.1 приведена ведомость углов поворота по трассе проектируемого нефтегазосборного трубопровода.

Таблица 4.1 – Ведомость углов поворота.

Трасса нефтегазосборного трубопровода от проектируемой куста скважин №362 до т.врезки в нефтепровод «ГЗУ-1483 – ДНС-1035»

углы			кривые						прямые		
Точка	положен. вершины угла ПК+	угол повор. +право -лево. град.	бэта 1 град.	A 1 м	L 1 м	T 1 м	нач.закр. ПК+	нач.КК ПК+	прямая вставка. м	расст. между верш. углов. м	дирекц. угол. град.
			альф.КК град.	R м	LKK м	D м	L закр. м	Б м			
			бэта 2 град.	A 2 м	L 2 м	T 2 м	кон.закр. ПК+	кон.КК ПК+			
Н.тр	0+00.00										
1	0+05.35	90°00'			0.00	0.00	0+05.35	0+05.35	5.35	5.35	280°41'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	0+05.35	0+05.35			
2	0+25.72	-90°00'			0.00	0.00	0+25.72	0+25.72	20.37	20.37	10°40'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	0+25.72	0+25.72			
3	1+10.79	90°00'			0.00	0.00	1+10.79	1+10.79	85.06	85.06	280°40'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	1+10.79	1+10.79			
4	2+63.85	-33°52'			0.00	0.00	2+63.85	2+63.85	153.06	153.06	10°40'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	2+63.85	2+63.85			
5	3+70.56	-30°00'			0.00	0.00	3+70.56	3+70.56	106.70	106.70	336°48'

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	3+70.56	3+70.56	42.87	42.87	306°48'
6	4+13.43	-35°00'			0.00	0.00	4+13.43	4+13.43			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	4+13.43	4+13.43	216.49	216.49	271°48'
7	6+29.92	6°52'			0.00	0.00	6+29.92	6+29.92			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	6+29.92	6+29.92	193.32	193.32	278°40'
8	8+23.24	45°00'			0.00	0.00	8+23.24	8+23.24			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	8+23.24	8+23.24	201.71	201.71	323°40'
9	10+24.95	-55°00'			0.00	0.00	10+24.95	10+24.95			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	10+24.95	10+24.95	166.69	166.69	268°40'
9a	11+91.64	1°36'			0.00	0.00	11+91.64	11+91.64			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	11+91.64	11+91.64	363.95	363.95	270°16'
10	15+55.59	-30°00'			0.00	0.00	15+55.59	15+55.59			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	15+55.59	15+55.59	147.29	147.29	240°16'
11	17+02.88	40°00'			0.00	0.00	17+02.88	17+02.88			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	17+02.88	17+02.88	491.87	491.87	280°16'
12	21+94.75	45°00'			0.00	0.00	21+94.75	21+94.75			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	21+94.75	21+94.75	71.71	71.71	325°16'
13	22+66.46	-55°00'			0.00	0.00	22+66.46	22+66.46			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	22+66.46	22+66.46	291.84	291.84	270°16'
14	25+58.29	-50°00'			0.00	0.00	25+58.29	25+58.29			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	25+58.29	25+58.29	69.40	69.40	220°16'
15	26+27.69	50°18'			0.00	0.00	26+27.69	26+27.69			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	26+27.69	26+27.69	85.81	85.81	270°34'
16	27+13.50	50°00'			0.00	0.00	27+13.50	27+13.50			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	27+13.50	27+13.50	50.27	50.27	320°34'
17	27+63.77	35°00'			0.00	0.00	27+63.77	27+63.77			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	27+63.77	27+63.77	91.26	91.26	355°34'

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

Лист

2021/354/ДС64-РД-РЗ2.ТСН

12

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

18	28+55.03	-85°18'			0.00	0.00	28+55.03	28+55.03	70.82	70.82	270°16'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
19	29+25.85	-2°26'			0.00	0.00	28+55.03	28+55.03	152.18	152.18	267°50'
					0.00	0.00	29+25.85	29+25.85			
20	30+78.03	-4°03'			0.00	0.00	0.00	0.00	375.78	375.78	263°47'
					0.00	0.00	30+78.03	30+78.03			
21	34+53.81	10°00'			0.00	0.00	34+53.81	34+53.81	60.92	60.92	273°47'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
22	35+14.72	5°07'			0.00	0.00	34+53.81	34+53.81	26.08	26.08	278°54'
					0.00	0.00	35+14.72	35+14.72			
23	35+40.80	9°53'			0.00	0.00	0.00	0.00	104.26	104.26	288°47'
					0.00	0.00	35+40.80	35+40.80			
24	36+45.06	1°55'			0.00	0.00	36+45.06	36+45.06	107.42	107.42	290°42'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
25	37+52.49	-15°00'			0.00	0.00	36+45.06	36+45.06	319.30	319.30	275°42'
					0.00	0.00	37+52.49	37+52.49			
26	40+71.79	0°46'			0.00	0.00	0.00	0.00	304.77	304.77	276°28'
					0.00	0.00	40+71.79	40+71.79			
27	43+76.56	-0°40'			0.00	0.00	43+76.56	43+76.56	438.80	438.80	275°49'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
28	48+15.36	0°16'			0.00	0.00	48+15.36	48+15.36	113.58	113.58	276°05'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
29	49+28.94	-25°00'			0.00	0.00	49+28.94	49+28.94	108.18	108.18	251°05'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
30	50+37.12	2°15'			0.00	0.00	50+37.12	50+37.12	217.18	217.18	253°20'
					0.00	0.00	0.00	0.00			
31	52+54.30	-90°00'			0.00	0.00	52+54.30	52+54.30			

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

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

2021/354/ДС64-РД-РЗ2.ТСН

Лист

13

					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	52+54.30	52+54.30	68.43	68.43	163°20'
32	53+22.73	90°00'			0.00	0.00	53+22.73	53+22.73			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	53+22.73	53+22.73	317.43	317.43	253°20'
33	56+40.16	-5°00'			0.00	0.00	56+40.16	56+40.16			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	56+40.16	56+40.16	29.93	29.93	248°20'
34	56+70.09	5°00'			0.00	0.00	56+70.09	56+70.09			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	56+70.09	56+70.09	27.55	27.55	253°20'
35	56+97.64	80°00'			0.00	0.00	56+97.64	56+97.64			
					0.00	0.00	0.00	0.00			
					0.00	0.00	56+97.64	56+97.64	37.40	37.40	333°20'
К.тр	57+35.04										

4.2 Автодороги

Трасса подъездной автодороги к кусту №362 отмыкает от промысловой дороги по месторождению.

Трасса изыскана с общим направлением на юго-восток.

От ПК0+00 до ПК1+14,01 трасса следует в юго-восточном направлении, затем поворачивает вправо, изменяя направление на юго-западное и сохраняет его до конца трассы ПК1+70,0.

На ПК0+18,8 трасса автодороги пересекает действующий газопровод «Скв.160-т.вр.» проложенный на глубине 1,20 м, владелец ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», проектом предусмотрено устройство защитного кожуха.

На ПК0+24,6 трасса автодороги к кусту №362 пересекает действующую ВЛ-10кВ, владелец ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Проектом предусмотрено переустройство ВЛ для соблюдения габарита в месте пересечения с автодорогой не менее 7,00 м.

На ПК1+33, в пониженном месте, проектом предусмотрено строительство водопропускной трубы для исключения возможности скопления воды из-за перекрытия стока ($Q_{3\%}=0,18$ м³/с).

По трассе задан 1 угол поворота, обусловленный взаимным расположением площадки куста №362 и существующей автодороги, действующих и проектных коммуникаций.

Проектные отметки по трассе изменяются от 110,03 до 108,55, система высот Балтийская.

План автодороги приведен на листе 2019/206/ДС190-PD-PPO2.GCH.AD-1, продольный профиль на листе 2019/206/ДС190-PD-PPO2.GCH.AD-2.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									14
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH			

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

Настоящей проектной документацией предусматривается обустройство добывающих скважин №361, 362, Ильичевского месторождения, сбор и транспорт нефтегазовой смеси с данных скважин (куст №362).

Сносимых зданий и сооружений в пределах полосы отвода нет.

Ситуационный план приведен в томе 2019/206/ДС190-PD-PPO2 на листе GCH-01.

Начало, конец, а также протяженность линейной части нефтегазосборного трубопровода представлена в таблицу 5.1

Таблица 5.1 Протяженность линейной части нефтегазосборного трубопровода

№ п/п	Нефтегазосборный трубопровод	Пикеты ПК		Протяженность, км
		Начало	Конец	
Обустройство скважин № 361,362				
1	Нефтегазосборный трубопровод «от выхода с куста скважин № 362 до т. врезки в н/провод «»ГЗУ-1483 – ДНС-1035»»	ПК0+00 Камера пуска ОУ	ПК57+35,04 Точка врезки	5,735

6 Сведения о зданиях, строениях и сооружениях, входящих в инфраструктуру линейного объекта

6.1 Система сбора и транспорта нефти и газа

В соответствии с заданием на проектирование для скважин №№ 361, 362 предусматривается способ обустройства скважин - погружными штанговыми насосами (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40.

В таблице 6.1 приведен состав и краткая характеристика системы сбора и транспорта нефти и газа.

Таблица 6.1 Состав и краткая характеристика системы сбора и транспорта нефти и газа.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
Куст №362. Скв. №№361, 362				

Взам. инв. №						Иств. № подл.	Подп. и дата	Лист
					2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH		15	
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Насосные агрегаты добывающих скважин	шт.	2	Способ ШГН: Станок-качалка ПШСН 80-3-40, в комплекте с рамой, редуктором, телом и головкой балансира, электродвигателем, станцией управления, ограждением и комплектом сменных шкивов.
2	Штанговращатель и штанги с полиамидными скребками	компл.	2	ШЧ-8000М
3	КУ-65х21-К2 УХЛ1 в комплекте с колонной обвязкой КОС21-168х245 К2 УХЛ1	шт.	2	Диаметр условного прохода ствола – 65мм; Диаметр условного прохода боковых струн – 65мм; Рабочее давление 21,0МПа
4	Выкидные трубопроводы	м	44	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89х5,0мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-98, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.
5	Емкость дренажная	компл.	1	ЕП 5-1600-1700; V=5м ³
6	Емкость дренажная	компл.	1	ЕП 8-2000-1700; V=8м ³
7	Нефтегазосборный трубопровод от куста №362	км.	5,75	Труба стальная Ø114х5,0мм, стальная сварная прямошовная по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класс прочности - К42 (труба тип 1-114х5-К42), с термообработкой по всему объему и по сварному соединению, с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
8	Устройство пуска очистных устройств на кусте №362	компл.	1	III-УПП-1-100-4,0-ХЛ-Ф
13	Устройство приема очистных устройств в точке врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1483 - ДНС-1035»	компл.	1	III-УПП-2-100-4,0-ХЛ-Ф
14	Групповая замерная установка	компл.	1	Групповая замерная установка на 2 подключения Р=4,0 МПа

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС64-РД-РЗ2.ТСН	Лист
							16

В соответствии с заданием на проектирование для скважины №№ 361, 362 предусматривается способ обустройства скважин - погружными штанговыми насосами (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40. Комплектность оборудования: рама, редуктор, тело и головка балансира, электродвигатель, интеллектуальная станция управления.

Техническая характеристика ПШСН 80-3-40:

- номинальная нагрузка на устьевом штоке – 80 кН;
- максимальная длина хода устьевого штока – 3 м;
- крутящий момент на выходном вале редуктора – не менее 28 кНм по расчету;
- мощность двигателя – 30 кВт;
- частота вращения электродвигателя – 975 мин⁻¹.

Электрооборудование станка-качалки принято в пожарозащищенном исполнении IP54 (согласно ст.22 п.1 Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ). Взрывозащищенное исполнение электрооборудования станка-качалки не предусмотрено, так как оно размещается на расстоянии не менее 3 м от устьевой арматуры и фланцевых соединений в обвязке скважин (согласно ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, приложение 5).

Настройка станка-качалки производится с помощью комплекта сменных шкивов и установки числа качаний после определения фактических параметров скважин.

Проектом предусмотрен автоматический останов станка-качалки при превышении и понижении давления в трубопроводе (порыв трубопровода, защита оборудования обвязки скважин от превышения давления в системе), а также защиты двигателя станка-качалки (повышение, понижение напряжения, короткое замыкание и т.п.).

Для предотвращения АСПО в ГНО проектируемых скважин предусматриваются штанговращатели и штанги с полиамидными скребками, а также профилактические тепловые обработки.

Для замера дебита добывающей скважины предусмотрена групповая замерная установка, в блочном исполнении полной заводской готовности и состоящая из двух блоков: технологического и аппаратурного. Взрывоопасные зоны и их классы для помещения технологического блока 2, категории взрывоопасных смесей – ПА, группа взрывоопасных смесей – ТЗ.

Для слива жидкости из ГЗУ при ремонтных работах, приема жидкости, сбрасываемой с предохранительного клапана ГЗУ и сбор стоков с устройства пуска при проведении операций по очистке трубопровода, предусматривается дренажная емкость.

Дренажная емкость предусматривается без термообработки, с внутренним антикоррозионным покрытием из лакокрасочных материалов. Покрытие должно быть нанесено не менее чем в 2 слоя на предварительно очищенную поверхность по технологии разработчика лакокрасочного материала. Толщина антикоррозионного покрытия должна составлять 300÷500 мкм. Количество слоев и толщина покрытия принимаются в зависимости от выбранного материала. Антикоррозионное покрытие должно иметь гарантированный срок службы в сырой нефти с

Взам. инв. №						Лист
	Подп. и дата					
Инв. № подл.						17
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

температурой +40°C не менее 10 лет.

Опорожнение дренажной емкости производится с помощью автоцистерны (АКН10) Урал-4320, 10м³. Автоцистерна предназначена для перевозки нефтепродуктов и оборудована насосом для откачки жидкости. Глубина всасывания насоса не менее 4,5м.

На нефтегазосборном трубопроводе от куста №362 проектом предусматривается установка камер пуска-приёма очистных и диагностических устройств. Тип камеры пуска III-УПП-1-100-4,0-ХЛ1, тип камеры приема III-УПП-2-100-4,0-ХЛ1. Устройства удобны в эксплуатации. Позволяют открыть затвор и обеспечить доступ во внутреннюю полость для установки очистного поршня. В качестве очистных устройств применяются полиуретановые шары или торпеды.

Сбор стоков с устройства приема при проведении операций по очистке трубопровода осуществляется в проектируемую дренажную емкость V=5м³.

Дренажная емкость оборудуется дыхательным клапаном типа КДМ-ОТР-150/100-УХЛ со встроенным огнепреградителем, устанавливаемом на стояке высотой 5 м.

На подключении проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста №362 в существующий трубопровод предусматривается установка секущей полнопроходной задвижки (DN100 PN 4,0 МПа). Для предотвращения обратного перетока жидкости перед секущей задвижкой по направлению потока предусматривается установка обратного клапана (DN100 PN4,0 МПа).

6.2 Система электроснабжения

Электроснабжение потребителей проектируемого объекта решено от комплектной трансформаторной подстанций 10/0,4кВ (далее КТП-10/0,4кВ).

КТП-10/0,4кВ состоит из устройства высокого напряжения (УВН), силового трансформатора типа ТМГ с предохранительным клапаном и распределительного устройства низкого напряжения 0,4кВ (РУНН). РУНН представляет собой одну секцию шин с вводным автоматическим выключателем и отходящими аппаратами.

КТП-10/0,4кВ поднята на высоту 0,6м от поверхности земли с устройством площадок обслуживания.

Распределение электрической энергии по потребителям осуществляется при помощи РУ-0,4кВ КТП. Проектом предусматривается выбор автоматических выключателей в РУ-0,4кВ исходя из рабочих нагрузок. 1 категория надежности электроснабжения задвижки с эл.приводом обеспечивается за счет источника бесперебойного питания, устанавливаемого в аппаратном блоке замерной установки.

Питание потребителей подрядных организаций при выполнении строительно-монтажных и пуско-наладочных работ на проектируемом объекте решено от проектируемой КТП, для этого прежде всего на площадке строительства необходимо установить КТП и подключить их к ВЛ-10кВ.

Перечень электротехнических сооружений на проектируемом объекте приведен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 Перечень электротехнических сооружений.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH	Лист
							18
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

№ п. п.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ (проект)	Завод-изготовитель	Категория по взрывопожарной опасности	Кол-во	Прим.
1	Комплектная однотрансформаторная подстанция киоскового типа с силовым масляным герметичным трансформатором с УВН туликового типа, с РУ-0,4кВ без фидера уличного освещения	КТПк-10/0,4кВ	определяется тендером по опросному листу	ВН	1шт	
2	Молниевод отдельно стоящий, оцинкованный, многогранный, высотой 14м	МОГК-14	СП ЗАО «АМИРА»	-	1шт.	Для дренажной ёмкости у устройства приема
3	Молниевод отдельно стоящий, оцинкованный, многогранный, высотой 20м	МОГК-20	СП ЗАО «АМИРА»	-	1шт.	Куст №362

7 Технико-экономическая характеристика проектируемого линейного объекта

Технико-экономическая характеристика проектируемых объектов приведена в таблице 7.1

Таблица 7.1– Технико-экономическая характеристика объектов

№ п.п.	Наименование	Ед. изм.	Кол-во
Первый этап. Куст №362			
1.1	Количество скважин:		
1.1.1	- добывающих	шт.	2
1.2	Объемы добычи:		
1.2.1	- по жидкости	м ³ /сут.	41,6
1.2.2	- по нефти	т/сут.	27
1.3	Протяженность линейных объектов:		
1.3.1	- нефтегазосборный трубопровод	км	5,750
1.3.2	- автодорога	км	0,170
1.3.3	- ВЛ-10 кВ	км	0,143

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

Потребная площадь земельных участков на период строительства, демонтажа 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, потребуется площадь 23,8347 га, из них на период эксплуатации 1,1603 га.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

Распределение земель по срокам использования и категориям представлено в таблице 9.1

Таблица 9.1 Распределение земель по срокам использования и категориям

Категория земель	Площадь (га)	
	Всего (га)	в т. ч. на период эксплуатации (га)
Куст №362		
Инженерное обеспечение на период бурения куста №362		
Обустройство куста №362		
Земли лесного фонда	23,8347	1,1603
в том числе:		
- Пермский край, Кунгурское лесничество, Пермско-Сергинское участковое лесничество (Троицкое) ГКУ «Управление лесничествами Пермского края» (59:24:0000000:58)	23,3789	1,1204
- Аренда ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (59:24:3020101:127, 59:24:3020101:135, 59:24:3020101:134, 59:24:3020102:7, 59:24:3020102:6, 59:24:3020102:28, 59:24:3020101:216, 59:24:3020101:207, 59:24:3020101:205, 59:24:3020102:29)	0,4558	0,0399
Итого по проекту	23,8347	1,1603

Распределение земель по землепользователям следующее:

Земли Кунгурское лесничество, Пермско-Сергинское участковое лесничество (Троицкое) ГКУ «Управление лесничествами Пермского края» - 23,3789 га (земли лесного фонда) 59:24:0000000:58;

Земли в аренде ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» - 0,4558 га (земли лесного фонда) 59:24:3020101:127, 59:24:3020101:135, 59:24:3020101:134, 59:24:3020102:7, 59:24:3020102:6, 59:24:3020102:28, 59:24:3020101:216, 59:24:3020101:207, 59:24:3020101:205, 59:24:3020102:29, Договор аренды лесного участка №158/12z0237 от 14.12.2011 г.;

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

Проектом предусматривается комплекс работ по восстановлению (рекультивации) земель, нарушенных при проведении строительно-монтажных работ с последующей сдачей угодий землепользователям для дальнейшего их использования.

Сводный сметный расчет данного проекта включает в себя следующие затраты:

- стоимость проведения работ по сведению древесно-кустарниковой рас-

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

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

2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH

Лист

20

тительности;

- стоимость восстановления нарушенных земель (технический и биологический этапы рекультивации);
- убытки, возмещаемые землепользователям;
- арендную плату.

Сметная стоимость по технической рекультивации, исчислена по сборникам цен ФЕР в базовых ценах 2001 года.

Расчет убытков землепользователей, стоимости восстановления плодородия почвы (биологическая рекультивация) по землям сельскохозяйственного назначения выполнен согласно методике расчета стоимости компенсации убытков сельскохозяйственного производства и восстановления плодородия почвы (биологический этап) при временном занятии или изъятии земельных участков для несельскохозяйственных нужд. Размеры убытков уточняются на стадии изъятия и предоставления земельного участка.

В границах проектируемого земельного участка данного объекта зоны действия публичных сервитутов не зарегистрированы установленным порядком (отсутствуют в ЕГРН).

Размеры убытков уточняются на стадии изъятия и предоставления земельного участка.

Заказчиком и финансирующей организацией работ по рекультивации земель является ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Расчет убытков представлен в разделе 10 части 5 «Мероприятия по рекультивации нарушенных земель».

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

Использование изобретений, защищенных авторскими правами при выполнении проектной документации по объекту «Строительство и обустройство скважин Ильичевского месторождения» не предусматривается.

Проведение патентных исследований по данному проекту не требуется.

12 Сведения о наличии разработанных и согласованных специальных технических условий

Специальные технические условия на разработку, изготовление и поставку оборудования и узлов при выполнении проектной документации не использовались и не предусматривались.

13 Сведения о компьютерных программах, которые использовались при выполнении расчетов

Расчет рассеивания выбросов вредных веществ в атмосфере проведен в унифицированной программе расчета загрязнения «Эколог» (версия 4.60).

Расчет уровня шумового воздействия выполнен с использованием программного комплекса «Эколог-Шум» (версия 2.5).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH

Лист

21

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

Трассы 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.

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

Выбор трассы и размещение объектов нефтегазосборного трубопровода выполнен на основе результатов количественного анализа риска аварий с учетом природно-климатических особенностей территории, минимизации количества подводных переходов, распределения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, наличия близко расположенных производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность трубопровода.

Прохождение трассы трубопровода предусматривается согласно акту выбора земельных участков.

Расчетное давление выкидных трубопроводов и участка нефтегазосборного трубопровода от ГЗУ до отключающей задвижки на камере пуска очистных и диагностических устройств, согласно ГОСТ 32569-2013 п.4.6, принято 4,0 МПа - т.к. максимальное давление, развиваемое насосом при закрытой запорной арматуре со стороны нагнетания составляет 4,0 МПа (давление настройки предохранительного клапана ГЗУ, также на выкидном трубопроводе в обвязке скважины до отключающей задвижки установлен электроконтактный манометр, по сигналу которого при достижении $P=4,0$ МПа останавливается привод станка-качалки).

Рабочее давление и максимально допустимое рабочее давление выкидных трубопроводов и участка нефтегазосборного трубопровода от ГЗУ до отключающей задвижки на камере пуска очистных и диагностических устройств принято 4,0 МПа - максимальное давление, при котором возможна нормальная работа подключаемого оборудования (ГЗУ, запорной арматуры).

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода установлена охранная зона вдоль трассы трубопровода в виде участка земли шириной по 25м в каждую сторону от оси трубопровода.

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопровода.

Теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается ввиду их малой протяженности.

Для очистки внутренней полости трубопровода запроектированы устройства пуска-приема очистных устройств полной заводской готовности (устройство пуска очистных устройств III-УПП-1-100-4,0-ХЛ1).

Техническая характеристика устройства пуска (устройства приема):

Взам. инв. №						Лист					
Подп. и дата						2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH	22				
Инв. № подл.						Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- а) - диаметр, мм/давление раб, МПа – 100/4,0 (Ш-УПП-1-100-4,0-ХЛ1);
 б) температура рабочей среды/ внешней среды, °С – (-20)÷(+80) /(-40)÷(+60).

Отключающие задвижки нефтегазосборного трубопровода предусмотрены в обвязке камеры пуска и в точках врезки в существующий трубопровод.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014, п. 9.2.1, в точке подключения проектируемого трубопровода к другому трубопроводу, предусматривается отключающая задвижка с ручным управлением и обратный клапан.

Узел задвижек в точке врезки размещается в металлическом сетчатом ограждении высотой 2,2 м. Конструкция калитки исключает ударное соприкосновение деталей, что обеспечивает искробезопасность, исключение скопления на них мусора и снега обеспечивается наличием сетчатого ограждения. К узлам управления запорной арматуры обеспечен беспрепятственный доступ обслуживающего персонала. Штурвалы запорной арматуры расположены на высоте не более 1,6 м от уровня земли.

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

Расчетный срок службы труб и деталей – 25 лет.

Глубина заложения трубопровода вне постоянных проездов принята не менее 0,8 м до верха трубы, исходя из свойств грунта и в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, п. 9.3.1., при прокладке в пучинистых грунтах - из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта;

Трасса трубопровода пересекает существующие трубопроводы. Ведомость пересекаемых коммуникаций приведена в томе 2.1. При пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными трубопроводами, согласно ГОСТ Р 55990-2014, п. 9.3.9, расстояние между ними в свету принято не менее 0,35 м. Пересечение с подземными коммуникациями запроектировано под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода.

Трассы трубопроводов пересекают автодороги.

Пересечения с автодорогами (IV категории и полевыми дорогами) запроектированы подземными способами с углом пересечения близким к 90° в защитных кожухах (согласно ГОСТ Р 55990-2014 п.10.3.2). Глубина заложения кожухов – от верхней образующей кожуха не менее 1,4 м до верха покрытия дороги и не менее 0,5м до dna водоотводной канавы (согласно ГОСТ Р 55990-2014 п.10.3.9.1). Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи (согласно ГОСТ Р 55990-2014 п.10.3.6) и защищаются специальными манжетами из диэлектрического материала.

Кожухи при переходах через дороги предусматриваются из стальных сварных труб Ø377x10мм по ГОСТ 10704-91 из стали 10 по ГОСТ 10705-80 (класс прочности К34).

Для защиты кожухов от почвенной коррозии предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа. Структура изоляционного покрытия:

Взам. инв. №						Лист					
Подп. и дата						2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH	23				
Инв. № подл.						Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63» ТУ 2245-003-1297859-99, 2 слоя;

- праймер НК-50 ТУ 5775-001-1297859-94;

- наружная обертка «Полилен-ОБ-63» ТУ 2245-004-1297859-99, 1 слой.

Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №16 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Пересечение проектируемого трубопровода с ВЛ предусматривается подземным. Минимальное расстояние в свету до фундамента опор принято не менее 5 м.

На участках со скальным грунтом предусмотрена подсыпка из песка или мягкого грунта толщиной 0,1м и присыпка толщиной 0,2м.

Для соединения труб применяется электродуговая сварка. Сварка труб и контроль сварных соединений выполняются в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 012-88. Применяемые сварочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва и основного металла трубы.

Все сварные соединения подлежат контролю радиографическим методом в объеме 100%.

Подземная часть трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

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

Трасса трубопровода закрепляется на местности указательными знаками в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Щит-указатель устанавливается в 1 метре от оси подземного ВПТ или на его оси на высоте 1,5-2 м от поверхности земли в пределах прямой видимости через 500-1000 м, а также в начале, в конце трасс, на углах поворота и пересечениях с другими ВПТ и коммуникациями.

На указательных знаках приводятся следующие сведения:

- назначение, наименование трубопровода или входящего в его состав сооружения;

- местоположение оси трубопровода от основания знака;

- привязка знака на трассе (километр или пикет трассы);

- охранный зона трубопровода;

- телефоны организации, эксплуатирующей трубопровод.

Надежность и устойчивость проектируемого трубопровода обеспечивается следующими проектными решениями:

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

- Конструктивные характеристики трубопроводов (толщина стенки труб и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (ГОСТ Р 55990-2014).

Взам. инв. №					
	Подп. и дата				
Инв. № подл.					
	Изм Кол.уч Лист № док Подп. Дата				
2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH					Лист
					24

- Устанавливаются требования к качеству строительства, которое определяется соответствием результатов контроля качества при сооружении трубопровода требованиям нормативных документов.

- Обеспечение самокомпенсации перемещений трубопровода от изменения температуры при эксплуатации и внутреннего давления за счет применения проектом отводов.

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

- обслуживание технических устройств и средств ЭХЗ ВПТ;

- ревизия ВПТ.

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 УППН ЦДНГ №10.

Взам. инв. №						Лист					
Подп. и дата						2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH	25				
Инв. № подл.						Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

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

Испытание трубопровода производить не ранее, чем через 24 часа после выполнения сварных работ.

Испытание трубопровода на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода: укладки трубопровода в траншею и его полной засыпки.

Если при испытательном давлении не произойдет разрыв труб или стыков, а при рабочем давлении не будет обнаружено утечек воды, то трубопровод выдержал гидравлическое испытание.

Гидравлическое испытание трубопроводов выполнять по наряд-допуску.

Параметры испытания нефтегазосборного трубопровода на прочность приведены в 15.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Таблица 15.1 – Параметры испытания нефтегазосборного трубопровода на проч-
НОСТЬ

Тип испытания и характери- стика его этапов	Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжи- тельность, ч		Катего- рия участка (по табл.4 ГОСТ Р 55990- 2014)	Характеристики участков
	Способ испытаний					
	гидрав- личес- кий	пневма- тический	гидрав- личес- кий	пнев- мати- ческий		
<p>1 Испытание в два этапа</p> <p>Первый этап: - после укладки и засып- ки или крепления на опорах.</p> <p>Второй этап: - одновременно с испы- танием трубопровода</p>	<p>1,25 Рраб. для кате- гории С 1,5 Рраб. для кате- гории В</p> <p>1,25 Рраб.</p>	<p>1,25 Рраб.</p> <p>1,25 Рраб.</p>	<p>6</p> <p>12</p>	<p>12</p> <p>12</p>	<p>В, С</p> <p>В, С</p>	<p>Переходы через ав- тодороги и внутри- промысловые авто- дороги, включая участки по обе сто- роны дороги длиной 25 м каждый от по- дошвы насыпи</p> <p>Узлы линейной за- порной арматуры, а также участки тру- бопроводов по 250м, примыкающие к ним</p> <p>Пересечения с под- земными трубопро- водами в пределах 20 м по обе стороны от пересечения</p> <p>Прохождение в кар- стовых районах</p>
<p>2 Испытание в один этап одновременно с испыта- нием трубопровода</p> <p>- для трубопроводов ка- тегории С</p>	<p>1,25 Рраб.</p>	<p>1,25 Рраб.</p>	<p>12</p>	<p>12</p>	<p>С</p>	<p>Участки трубопро- вода, кроме указан- ных выше</p>

По завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность, для трубопровода осуществляется комплексное опробование. Заполнение трубопроводов транспортируемой средой и его работа после запол-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH	Лист
							27

нения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием трубопровода. По завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность, для трубопровода осуществляется комплексное опробование. Заполнение трубопроводов транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием трубопровода. Заполнение и комплексное опробование должно проводиться в соответствии с планом мероприятий, установленным проектной документацией.

Расчет потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах выполнен в Разделе 5 «Проект организации строительства» в соответствии с требованиями, СНиП 12-01-2004, исходя из годовых физических объемов строительно-монтажных работ и годовой производительности машин, механизмов и транспортных средствах.

Строительство не предусматривает этапов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH	

16 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 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом Ростехнадзора №534 от 15.12.2020;
- 5 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)»;
- 6 ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к рабочей и проектной документации»;
- 7 СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы (пересмотр актуализированного СНиП III-42-80* "Магистральные трубопроводы" (СП 86.13330.2012)) (с Изменениями N 1, 2)»;
- 8 ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- 9 ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;
- 10 СП 48.13330.2019 «Организация строительства. Актуализированная редакция СНиП 12-01-2004»;
- 11 ГОСТ ИСО 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
- 12 ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- 13 СП 49.13330.2010 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- 14 СП 49.13330.2010 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- 15 ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- 16 ГОСТ 12.1.007-76* ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
- 17 ГОСТ 12.4.011.89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;
- 18 ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности», утв. Министерством нефтяной промышленности 25 ноября 1985 года;
- 19 Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 №1479 "О противопожарном режиме в РФ»;
- 20 Инструкции по монтажу и эксплуатации отдельных видов оборудования;
- 21 «Типовые нормативы численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», М., ВНИИОЭНГ, 1987г;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС64-PD-PZ2.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

22 СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий»;

23 Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда»;

24 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).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС64-РД-РЗ2.ТСН	Лист
								30
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/ДС64-PD-PZ2.TCH	Лист
							31

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