

Министерство образования и науки 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 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения**

Часть 1 Технологические решения

Книга 1 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

2019/206/ДС190-PD-TKR1

Том 3.1

Договор №

2019/206/ДС190

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2023

Министерство образования и науки 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 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения

Часть 1 Технологические решения

Книга 1 Технологические решения. Система сбора и транспорта нефти и газа

2019/206/ДС190-PD-TKR1

Том 3.1

Договор №

2019/206/ДС190

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

И.Ю.Байдин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2023

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/206/ДС190-PD-TKR1.S	Содержание тома	
2019/206/ДС190-PD-SP	Состав проектной документации	
2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH	Текстовая часть Графическая часть	
2019/206/ДС190-PD-TKR1.GCH-1	Схема сбора ДНС-1006 Кокуйского месторождения	
2019/206/ДС190-PD-TKR1.GCH-2	Схема сбора ДНС-1005, ДНС-1028 Кокуйского месторождения	

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

2019/206/ДС190-PD-TKR1.S

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Одегова			11.2023
Проверил		Сивкова			11.2023
С		Сивкова			11.2023
Н.контр.		Сивкова			11.2023
ГИП		Байдин			11.2023

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

НПИ ОНГМ

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Согласовано			2019/206/ДС190-PD-SP	СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	Стадия	Лист	Листов			
			Изм.	Кол.уч	Лист			№ док	Подп.	Дата	П	1	1
			Разраб.		Калугин					07.2023	НПИ ОНГМ»		
			Проверил		Тепляков					07.2023			
			Нач.отд.		Тепляков					07.2023			
Н.контр.		Тепляков			07.2023								
		Меновщикова		Калугин		07.2023							

Содержание

1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях района строительства 2

2 Сведения об особых природно-климатических условиях строительства 27

3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках 29

3.1 Физико-механические свойства грунтов 29

4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта 3

5 Сведения о категории и классе линейного объекта 5

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта 7

7 Показатели и характеристики линейного объекта 7

7.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта 7

7.2 Обоснование материального исполнения и противокоррозионной защиты труб 16

7.3 Технологическая характеристика линейных объектов. Обеспечение надежности и устойчивости трубопроводов 21

7.4 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них 27

7.5 Система диагностики состояния трубопроводов 28

8 Перечень мероприятий по энергосбережению 29

9 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта 31

10 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест 31

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта 31

12 Мероприятия по предупреждению аварийных выбросов 31

13 Обоснование принятых автоматизированных систем управления технологическими процессами 32

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность 33

15 Список литературы 34

Таблица регистрации изменений 36

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

						2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.		Одегова			11.2023	ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Сивкова			11.2023		П	1	36
Нач.отд.		Сивкова			11.2023		НПИ ОНГМ		
Н.контр.		Сивкова			11.2023				
ГИП		Байдин			11.2023				

1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях района строительства

В административном отношении район работ расположен в Пермском крае, Кунгурском городском округе и Ординском муниципальном округе, Кокуйском месторождение, ЦДНГ-10.

Ближайшие населенные пункты – Ленск, Веслянка, Мазунино, Сред.Мельница, Подвигаловка, Бымок, Кособаново, Баташи, Усть-Турка.

Расстояния до ближайших населенных пунктов относительно участков работ (в границах ППТ):

Участок «Куст скважин № 806бис»: д. Ленск расположена в 625 м восточнее, д. Веслянка в 318 м южнее.

Участок «Куст скважин №16н»: д. Мазунино расположена в 800 м северо-восточнее,

Участок «Куст скважин №404»: д. Лужки расположена в 1755 м юго-восточнее,

Участок «Куст скважин №7008»: д. Баташи расположена в 3130 м юго-западнее.

Транспортная сеть развита и представлена автомобильной дорогой федерального значения Пермь – Екатеринбург, Кунгур – Ашاپ, далее автодорогами местного значения, а также промысловыми и грунтовыми дорогами. Проезд возможен в любое время года.

В геоморфологическом отношении участок работ располагается на Восточно-Европейской равнине в области Камских равнин, увалов, возвышенностей в районе Уфимского плато с Сылвинским кряжем.

Район работ находится в пределах Иренского района преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста. Район занимает правобережную часть бассейна р. Ирени. С востока он ограничен карбонатными породами филипповского горизонта кунгурского яруса. Западная граница проводится по левобережью р. Ирени, где иренский горизонт погружается на запад и перекрывается соликамским, а затем терригенным шешминским горизонтом. На севере за границу с Нижнесылвинским карстовым районом условно принимается широтный отрезок р. Ирени. Для Иренского карстового района типичны карстовые реки, большая часть которых является правыми притоками р. Ирени. Формы проявления карста разнообразны. Преобладают карстовые воронки, наибольшая плотность которых отмечается в присклоновых частях, на склонах долин, логов и оврагов.

Непосредственно в районе изысканий большую площадь занимают серые лесные почвы, механический состав почв глинистые и тяжелосуглинистые. Леса смешанные (осина, береза, ель), преобладание степных и луговых видов растительности.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

2

Гидрографическая сеть участка изысканий относится к бассейну р. Сылва, представленная левобережным притоком р. Ирень. Непосредственно участки изысканий пересекают р. Ирень.

Естественная поверхность в районе работ подвергалась частичному влиянию техногенных факторов при гражданском строительстве, эксплуатации промышленных объектов и земель сельскохозяйственного назначения.

Участки работ частично находятся в зоне опасных природных процессов – распространение карстовых форм рельефа. Также среди неблагоприятных геологических процессов и явлений на территории участков изысканий, негативно влияющих на строительство (осложняющих его), можно отметить процессы морозного пучения грунтов и процессы подтопления территории, возникающие в результате естественных природных условий и техногенных воздействий при эксплуатации промышленных объектов.

Других опасных природных и техногенных процессов на участках изысканий не обнаружено.

Площадка куста скважины №399

Площадка куста скважин №399 находится в обваловании и представляет застроенную промышленными сооружениями территорию с сетью подземных и наземных коммуникаций. В пределах площадки рельеф нарушен, поверхность спланирована, значения углов наклона не превышают 1°. На территории площадки расположены три нефтяные скважины, которые временно не действует. Юго-восточнее расположен КТП-0305, куст скважины №97 в обваловании с сетью подземных коммуникаций и сооружениями. Прилегающая к площадке территория покрыта луговой растительностью и лесом. Рельеф всхолмленный, осложнен карстом, абсолютные отметки изменяются от 194,22 до 202,39 м, значения углов наклона рельефа до 3°. В процессе планировки кустовой площадки рельеф за ее пределами был частично нарушен. Подъезд к участку работ осуществляется по промысловой грунтовой автодороге.

Площадка куста скважины №400

Площадка куста скважин №400 находится в обваловании и представляет застроенную промышленными сооружениями территорию с сетью подземных и наземных коммуникаций. В пределах площадки рельеф нарушен, поверхность спланирована, значения углов наклона не превышают 1°. На территории площадки расположены четыре нефтяные скважины. Севернее расположены ГЗУ-1011 и КИПиА, западнее СКЗ «Площадка-400» и КТП-0301, к которой подходит с юго-запада ВЛ 6кВ ф-03. Прилегающая к площадке территория покрыта травяной растительностью, кустарником и лесом. Рельеф равнинный, осложнен карстом, абсолютные отметки изменяются от 193,92 до 200,78 м, значения углов наклона рельефа в пределах 4°. В процессе планировки кустовой площадки рельеф за ее пределами был частично нарушен. Подъезд к участку работ осуществляется по промысловой автодороге.

Площадка куста скважины №404

Площадка куста скважин №404 находится в обваловании и представляет застроенную промышленными сооружениями территорию с сетью подземных и наземных коммуникаций. В пределах площадки рельеф нарушен, поверхность

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH						3
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

пределами был частично нарушен. Подъезд к участку работ осуществляется по промысловой автодороге.

Площадка куста скважины №7001

Проектная площадка куста скважины №7001 с площадкой АЗ № 1 расположена в районе существующих кустов скважин, в обваловании и представляет застроенную промышленными сооружениями территорию с сетью подземных и наземных коммуникаций. В пределах площадки рельеф нарушен, поверхность спланирована, значения углов наклона не превышают 1°. На территории площадки расположены две нефтяные скважины. За западной границей площадок расположены КТП-0205, к которой подходит с северо-запада ВЛ 6кВ ф-2. Прилегающая к площадке территория покрыта луговой растительностью и лесом. Рельеф всхолмленный, абсолютные отметки изменяются от 186,65 до 218,83 м, значения углов наклона рельефа до 17°. В процессе планировки кустовой площадки рельеф за ее пределами был частично нарушен. Подъезд к участку работ осуществляется по промысловой автодороге.

Площадка куста скважины №7005

Проектная площадка куста скважины №7005 расположена в 4,9 км юго-восточнее н.п. Мазунино, в 4,8 км северо-западнее н.п. Баташи, юго-восточнее существующего куста скважин 324, 320.

Территория покрыта луговой растительностью и лесом. Рельеф равнинный, абсолютные отметки изменяются от 200,90 до 207,72 м, значения углов наклона рельефа в пределах от 1° до 3°, по склонам лога до 6°. Подъезд к участку работ осуществляется по промысловой автодороге.

Площадка куста скважины №7008

Проектная площадка куста скважины №7008 расположена северо-западнее существующего куста скважин 332, 331.

Проектная площадка расположена на пашне. Рельеф равнинный, абсолютные отметки изменяются от 207,95 до 212,54 м, значения углов наклона рельефа до 1°. Подъезд к участку работ осуществляется по автодороге Кунгур – Усть-Турка.

Трасса нефтегазосборного трубопровода "Куст №400 - т.вр. в тр-д "ГЗУ-1012 - ДНС-1005"

Трасса проходит по спланированной территории и травяной растительности, встречаются небольшие участки кустарника. Местность участка работ по ходу следования трассы в основном открытая. Рельеф равнинный, значения углов наклона рельефа в пределах 2°. Подъезд к участку работ осуществляется по промысловой автодороге с покрытием ПГС. Абсолютные отметки по трассе изменяются от 200.16 до 200.76м.

Трасса нефтегазосборного трубопровода "Куст №399 - ДНС-1005"

Трасса проходит по лесу и травяной растительности. Местность участка работ по ходу следования трассы в основном закрытая, местами открытая. Рельеф всхолмленный, значения углов наклона рельефа в пределах 2-4°. Подъезд к участку работ осуществляется по отсыпанной промысловой автодороге с покрытием ПГС и полевой дороге. Абсолютные отметки по трассе изменяются от 195.96 до 202.56 м.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

5

Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №7008 - ДНС-1006''

Трасса проходит по травяной растительности и по лесу, встречаются участки пашни и вырубки. Местность участка работ в основном открытая, местами закрытая. Рельеф равнинный, значения углов наклона рельефа не превышают 2°. Подъезд к участку работ осуществляется по грунтовым дорогам и промышленной автодороге с асфальтобетонным покрытием. Абсолютные отметки по трассе изменяются от 192.31 до 212.50 м.

Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 -ДНС-1006»

Трасса проходит по травяной растительности, встречаются небольшие участки леса. Местность участка работ открытая. Рельеф равнинный, значения углов наклона рельефа не превышают 2°. Подъезд к участку работ осуществляется по грунтовым дорогам. Абсолютные отметки по трассе изменяются от 205.18 до 207.31 м.

Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №7001 – т.вр. в трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006»

Трасса проходит по лесу и травяной растительности, встречается поросль леса и спланированная территория. Местность участка работ в основном закрытая. Рельеф равнинный, значения углов наклона рельефа не превышают 2°. Подъезд к участку работ осуществляется по промышленной грунтовой дороге. Абсолютные отметки по трассе изменяются от 207.97 до 218.34 м.

Район работ, согласно СП 131.13330.2020, относится к IV строительному климатическому району. Климатическая характеристика района изысканий представлена по метеостанции г. Кунгур и г. Пермь.

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

Среднегодовая температура воздуха по МС Пермь составляет 2,4°С. Самым холодным месяцем в году является январь, со средней месячной температурой воздуха – минус 13,9°С; самым тёплым – июль со средней месячной температурой плюс 18,2°С. По МС Кунгур среднее из абсолютных минимумов температуры воздуха – минус 38,1°С.

Наступление устойчивых морозов по МС Пермь в среднем происходит 15 ноября, прекращение – 11 марта, продолжительность устойчивых морозов составляет 116 дней.

Среднее количество осадков за год по району составляет 544 мм по МС Кунгур. Средний максимум осадков за месяц наблюдается в июле – составляет 76 мм; средний минимум наблюдается в марте 21 мм. Количество твёрдых

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH	Лист 6

осадков за XI–III по МС Кунгур составляет 144 мм, жидких за период IV–X – 400 мм.

Средняя годовая температура поверхности почвы равна плюс 2,7 °С. Глубина промерзания почвы по МС Кунгур составляет: средняя 66 см, максимальная 142 см.

Средняя из наибольших высот снежного покрова по постоянной рейке составляет 65 см, максимальная высота снежного покрова 106 см, минимальная – 25 см.

К опасным метеорологическим явлениям относятся: грозы, туманы, метели, град, гололед.

В геологическом строении района изысканий (до исследуемой глубины 5,0-80,0 м) принимают участие аллювиальные (аQ), делювиальные (dQ) четвертичные отложения, элювиальные отложения, представленные корой выветривания нижнепермских отложений (eP) и коренные пермские отложения (P), местами с поверхности породы перекрыты техногенными отложениями (tQ) и почвенно-растительным слоем.

Площадка куста скважины №399, трассы обустройства

Почвенно-растительный слой встречен с поверхности практически повсеместно, мощность слоя составляет 0,1-0,4 м.

Четвертичные техногенные отложения – tQ

Насыпной грунт: грунт гравийный с супесчаным твердым заполнителем (заполнителя до 33%), галька и гравий кварц-кремнистого состава, средней степени окатанности, размером 2-4 см. Грунт встречен с поверхности в скважине №23. Мощность слоя составляет 0,5 м. Грунт слежавшийся, отсыпан сухим способом, давность отсыпки более 5 лет.

Слой встречается на участках ПК6+34.41-ПК6+45.98, ПК11+91.69-ПК11+99.44, ПК12+45.31-ПК12+48.40 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №399-ДНС-1005».

Четвертичные аллювиальные отложения – аQ

ИГЭ-16 – Глина коричневая легкая пылеватая, легкая песчанистая полутвердая. В скважине №16 с прослоем глины полутвёрдой с примесью органического вещества. Встречена на глубине 0,1-7,5 м под почвенно-растительным слоем, глинами мягкопластичными, глинами тугопластичными с примесью органического вещества в скважинах №№14,16,17,18,21, 23,24,25,92,93,95. Вскрытая мощность слоя составляет 0,6-6,7 м.

Слой встречен на участках ПК0-ПК2+19.88, ПК4-ПК12+52.69 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №399-ДНС-1005», на участках ПК0-ПК2+87.28, ПК5+53.96-ПК12, ПК17-ПК27+13.16, ПК29+39.5-ПК31+12.12 по трассе ВЛ-6кВ на куст №399.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

7

ИГЭ-1б-1 – Глина коричневая легкая пылеватая, тяжёлая полутвёрдая с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,2-10,5 м под почвенно-растительным слоем и глинами мягкопластичными в скважинах №№10,11,12,14,23,91. Вскрытая мощность слоя составляет 0,5-9,8 м.

Слой встречен на участке ПК5+42.06-ПК8+40.2 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №399-ДНС-1005», на участке ПК10+20.3-ПК14+3.44 по трассе ВЛ-6кВ на куст №399.

ИГЭ-1в – Глина коричневая лёгкая пылеватая тугопластичная. В скважине №91 с единичными включениями гравия и гальки кварц-кремнистого состава, размером до 2см, средней степени окатанности; в скважине №15 с прослоем глины тугопластичной с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,1-2,0 м под почвенно-растительным слоем, глинами полутвердыми с примесью органического вещества, глинами текучепластичными среднезаторфованными в скважинах №№11,14,15,19,91. Вскрытая мощность слоя составляет 0,8-7,0 м. Слой встречен на участке ПК9+68.3-ПК15+71.76 по трассе ВЛ-6кВ на куст №399.

ИГЭ-1в-1 – Глина коричневая легкая пылеватая тугопластичная с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,1-2,2 м под почвенно-растительным слоем, суглинками тугопластичными с примесью органического вещества, глинами полутвердыми, мягкопластичными, суглинками мягкопластичными в скважинах №№9,9а,13,17,21,22,90. Вскрытая мощность слоя составляет 3,8-8,8 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК5+60.06 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №399-ДНС-1005», на участках ПК13+50.80-ПК18+58.2, ПК26+4.3-ПК31+12.12 по трассе ВЛ-6кВ на куст №399.

ИГЭ-1г – Глина желтовато-коричневая, коричневая легкая пылеватая мягкопластичная. Грунт встречен на глубине 1,5-5,2 м под глинами полутвердыми, тугопластичными, глинами мягкопластичными с примесью органического вещества в скважинах №№10,14,18,24,25,92. Вскрытая мощность слоя составляет 0,9-5,3 м.

Слой встречен на участках ПК11+76.4-ПК12+52.69, ПК7+11.32-ПК10+62.42 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №399-ДНС-1005», на участках ПК7+87.36-ПК11+89.26, ПК22-ПК24+85.10, ПК30+28.94-ПК31+12.12 по трассе ВЛ-6кВ на куст №399.

ИГЭ-1г-1 – Глина серая, коричневая легкая пылеватая, тяжелая мягкопластичная с примесью органического вещества. В скважине №93 с прослоями суглинка серого тугопластичного с щебнем (дресвы, щебня до 23%), дресва, щебень аргиллита серого. Встречена на глубине 0,8-4,1 м под глинами текучепластичными среднезаторфованными, глинами полутвердыми с примесью органического вещества, глинами тугопластичными в скважинах №№10,19,93. Вскрытая мощность слоя составляет 1,1-2,9 м.

Слой встречен на участке ПК6-ПК6+75.64 по трассе ВЛ-6кВ на куст №399.

ИГЭ-1г-2 – Глина темно-серая, серая тяжелая текучепластичная среднезаторфованная. Встречена на глубине 0,2-2,0 м под почвенно-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
							2019/206/ДС190-PD-ТКR1.ТСН	8
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

растительным слоем, под глинами полутвердыми в скважинах №№19,93. Мощность слоя составляет 0,9-2,1 м.

Слой встречен на участке ПК5+81.32-ПК6+86.32 по трассе ВЛ-6кВ на куст №399.

ИГЭ-2а – Суглинок желто-коричневый тяжелый песчанистый твердый. Грунт встречен на глубине 4,5 м под суглинками мягкопластичными в скважине №94. Вскрытая мощность слоя составляет 2,5 м.

Слой встречен на участке ПК4-ПК6+12.62 по трассе ВЛ-6кВ на куст №399.

ИГЭ-2в-1 – Суглинок темно-коричневый тяжелый тугопластичный с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,2 м под почвенно-растительным слоем в скважине №13. Мощность слоя составляет 0,8 м.

ИГЭ-2г – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый, тяжелый песчанистый мягкопластичный. Грунт встречен на глубине 0,2-4,5 м под почвенно-растительным слоем, глинами полутвердыми и мягкопластичными с примесью органического вещества в скважинах №№19,22,23,94. Вскрытая мощность слоя составляет 0,8-6,0 м.

Слой встречен на участке ПК2+41.38-ПК8+48.26 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №399-ДНС-1005», на участке ПК28+19.46-ПК29+49.92 по трассе ВЛ-6кВ на куст №399.

Четвертичные делювиальные отложения – dQ

ИГЭ-4 – Глина желто-коричневая, коричневая дресвяная полутвердая (дресвы, щебня до 49%), дресва, щебень аргиллита коричневого трещиноватого низкой прочности. Грунт встречен на глубине 3,5 м под глинами мягкопластичными в скважине №24. Вскрытая мощность слоя составляет 3,5 м.

Слой встречен на участке ПК7+74.14-ПК9+37.14 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №399-ДНС-1005», на участке ПК23+41.38-ПК24+64.20 по трассе ВЛ-6кВ на куст №399.

Площадка куста скважины №400 с площадкой АЗ № 6, трассы обустройства

Почвенно-растительный слой встречен с поверхности практически повсеместно, мощность слоя составляет 0,1-0,4 м.

Четвертичные техногенные отложения – tQ

Насыпной грунт: песок мелкий коричневый малой степени водонасыщения, с единичными включениями гравия и гальки кварц-кремнистого состава, до 15%, размером до 3-4 см. Грунт встречен с поверхности в скважинах №№42, 96. Мощность слоя составляет 0,4-0,7 м. Грунт слежавшийся, отсыпан сухим способом, давность отсыпки более 5 лет назад.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+7.06 по трассе подъездной автодороги к кусту №400, на участках ПК0+50.26-ПК0+53.98, ПК0+65.84-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

9

ПК0+68.31 по трассе нефтегазосборного трубопровода "Куст №400 - т.вр. в тр-д "ГЗУ-1012 - ДНС-1005", на участке ПК0+23.96-ПК0+37.85 по трассе ВЛ-6кВ на куст №400, на участках ПК0+9.98-ПК0+11.90, ПК18-ПК19+5.32 по трассе переустройства ВЛ-6кВ 400.

Четвертичные аллювиальные отложения – аQ

ИГЭ-1б – Глина коричневая, серая, зеленовато-коричневая легкая пылеватая, легкая песчанистая, тяжелая полутвердая. Встречена на глубине 0,1-4,0 м под почвенно-растительным слоем, глинами тугопластичными и мягкопластичными, глинами полутвердыми и тугопластичными с примесью органического вещества практически повсеместно. Вскрытая мощность слоя составляет 2,0-8,8 м.

Слой встречен на участке ПК0+13.24-ПК0+86.94 по трассе подъездной автодороги к кусту №400, по трассе нефтегазосборного трубопровода "Куст №400 - т.вр. в тр-д "ГЗУ-1012 - ДНС-1005" развит повсеместно, на участке ПК0+15.78- ПК0+91.90 по трассе ВЛ-6кВ на куст №400.

ИГЭ-1б-1 – Глина коричневая легкая пылеватая, тяжёлая полутвёрдая с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,2-6,0 м под почвенно-растительным слоем, насыпными грунтами, глинами полутвердыми в скважинах №№29,29а,37,39,40,42,45,97. Вскрытая мощность слоя составляет 0,8-4,7 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+50.26 по трассе нефтегазосборного трубопровода "Куст №400 - т.вр. в тр-д "ГЗУ-1012 - ДНС-1005".

ИГЭ-1в – Глина коричневая, серая легкая пылеватая, тяжелая тугопластичная незасоленная. Грунт встречен на глубине 0,3-7,0 м под глинами полутвердыми в скважинах №№30,34,35,36в,38,40,42. Вскрытая мощность слоя составляет 0,7-10,6 м.

ИГЭ-1в-1 – Глина коричневая легкая песчанистая тугопластичная с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 1,0 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважине №40. Мощность слоя составляет 2,0 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+11.98 по трассе ВЛ-6кВ на куст №400.

ИГЭ-1г – Глина коричневая легкая пылеватая мягкопластичная. Грунт встречен на глубине 0,1 м под почвенно-растительным слоем в скважине №28. Мощность слоя составляет 1,3 м.

ИГЭ-1г-1 – Глина коричневая легкая пылеватая мягкопластичная с примесью органического вещества. Встречена на глубине 0,4 м под насыпными грунтами в скважине №96. Вскрытая мощность слоя составляет 5,6 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+72.08 по трассе подъездной автодороги к кусту №400.

Четвертичные делювиальные отложения – dQ

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									10
2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH									
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

ИГЭ-6 – Глина серая, зеленовато-коричневая, коричневая лёгкая пылеватая полутвёрдая, в интервале глубин 23,6-26,7 м с прослоями суглинка коричневого легкого песчанистого твердого. Грунт встречен на глубине 16,6 м под глинами тугопластичными в скважине №36в. Мощность слоя составляет 10,1 м.

Элювиальные нижнепермские отложения – еР

ИГЭ-8а – Глина коричневая дресвяная полутвёрдая (дресвы, щебня до 49%), дресва, щебень аргиллита, алевролита, с прослоями суглинка лёгкого песчанистого полутвёрдого. Грунт встречен на глубине 26,7 м под глинами полутвердыми в скважине №36в. Мощность слоя составляет 3,3 м.

ИГЭ-9а – Суглинок серовато-коричневый щебенистый тугопластичный (дресвы, щебня до 44%), дресва, щебень ангидрита, известняка, алевролита, аргиллита. Грунт встречен на глубине 30,0 м под глинами дресвяными полутвердыми в скважине №36в. Мощность слоя составляет 10,2 м.

Отложения пермской системы – Р

ИГЭ-12 – Ангидрит голубовато-тёмно-серый средней прочности очень плотный слабопористый размягчаемый слабовыветрелый с прослоем гипса малопрочного плотного слабопористого размягчаемого слабовыветрелого. Грунт встречен на глубине 40,2 м под суглинками щебенистыми тугопластичными в скважине №36в. Вскрытая мощность слоя составляет 21,8 м.

Площадка куста скважины №404, трассы обустройства

Почвенно-растительный слой встречен с поверхности практически повсеместно, мощность слоя составляет 0,1-0,2 м.

Четвертичные техногенные отложения – tQ

Насыпной грунт: песок мелкий коричневый малой степени водонасыщения, с единичными включениями гравия и гальки кварц-кремнистого состава, до 15%, размером до 3-4 см. Грунт встречен с поверхности на участке трассы ВЛ-6кВ на куст №404 на ПК0+51.74-ПК0+70.94. Мощность слоя составляет 1,2 м. Грунт слежавшийся, отсыпан сухим способом, давность отсыпки более 5 лет назад.

Четвертичные аллювиальные отложения – аQ

ИГЭ-16 – Глина коричневая легкая пылеватая полутвердая. Встречена на глубине 0,1 м под почвенно-растительным слоем в скважине №49. Мощность слоя составляет 1,2 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+69.13 по трассе ВЛ-6кВ на куст №404.

ИГЭ-16-1 – Глина коричневая легкая пылеватая полутвёрдая с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,1-0,2 м под почвенно-растительным слоем в скважинах №№47,47а,50. Мощность слоя составляет 2,9-3,8 м.

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH					Лист
					11

Слой встречен на участке ПК0+32.50-ПК0+81.00 по трассе ВЛ-6кВ на куст №404.

ИГЭ-1в – Глина серая, серо-коричневая легкая пылеватая тугопластичная. Грунт встречен на глубине 4,0 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважине №50. Вскрытая мощность слоя составляет 3,0 м.

Слой встречен на участке ПК0+28.66-ПК0+81.00 по трассе ВЛ-6кВ на куст №404.

ИГЭ-2б – Суглинок коричневый тяжелый песчанистый полутвердый. Грунт встречен на глубине 4,6 м под суглинками тугопластичными в скважинах №№46,46а. Вскрытая мощность слоя составляет 3,4 м.

ИГЭ-2б-1 – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый полутвердый с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,1 м под почвенно-растительным слоем в скважинах №№46,46а. Мощность слоя составляет 0,9 м.

ИГЭ-2в – Суглинок коричневый, серо-зеленый, серый тяжелый песчанистый тугопластичный. Грунт встречен на глубине 1,0-3,0 м под суглинками и глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважинах №№46,46а,47,47а. Вскрытая мощность слоя составляет 3,6-7,0 м.

ИГЭ-2г – Суглинок коричневый тяжёлый песчанистый мягкопластичный с прослоем суглинка мягкопластичного с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 3,0 м под суглинками мягкопластичными с примесью органического вещества в скважине №49. Вскрытая мощность слоя составляет 6,0 м.

ИГЭ-2г-1 – Суглинок коричневый тяжёлый песчанистый мягкопластичный с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 1,3 м под глинами полутвердыми в скважине №49. Мощность слоя составляет 1,7 м.

Площадка куста скважины №806 бис, трассы обустройства

Почвенно-растительный слой встречен с поверхности практически повсеместно, мощность слоя составляет 0,1-0,6 м.

Четвертичные техногенные отложения – tQ

Насыпной грунт: грунт галечниковый (заполнителя до 19%), заполнитель - песок коричневый мелкий малой степени водонасыщения, галька и гравий кварц-кремнистого состава, размером до 4-6 см, средней степени окатанности. Грунт встречен с поверхности в скважине №108. Мощность слоя составляет 0,6 м. Грунт слежавшийся, отсыпан сухим способом, давность отсыпки более 5 лет.

Грунт встречен на участке ПК0-ПК0+3.59 по трассе подъездной автодороги к кусту №806, на участке ПК0+23.79-ПК0+39.30 по трассе Вл-6кВ на куст №806.

Четвертичные аллювиальные отложения – aQ

Взам. инв. №							
	Подп. и дата						
Инв. № подл.							
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH
						12	

ИГЭ-16 – Глина коричневая легкая пылеватая, легкая песчанистая, тяжелая полутвердая. Встречена на глубине 0,4-2,2 м под почвенно-растительным слоем, насыпными грунтами, глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважинах №№55,56В,60,107,108. Мощность слоя составляет 0,6-4,1 м.

Слой встречен на участках ПК0-ПК3+77.45, ПК6+5.00- ПК11+42.69 по трассе подъездной автодороги к кусту №806, по трассе подъездной автодороги к кусту №806 повсеместно.

ИГЭ-16-1 – Глина коричневая легкая пылеватая, тяжёлая полутвёрдая с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,3-1,5 м под почвенно-растительным слоем, суглинком галечниковым полутвердым в скважинах №№51, 51а, 52, 52а, 54, 54а, 55, 55а, 59. Мощность слоя составляет 0,5-4,2 м.

Слой встречен на участках ПК0-ПК1+95.00, ПК2+5.00-ПК9+88.80 по трассе подъездной автодороги к кусту №806.

ИГЭ-1в-1 – Глина коричневая тяжелая тугопластичная с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,1 м под почвенно-растительным слоем в скважине №53. Мощность слоя составляет 3,9 м.

ИГЭ-1г – Глина коричневая, светло-коричневая легкая пылеватая, легкая песчанистая мягкопластичная. Грунт встречен на глубине 1,0-2,5 м под глинами полутвердыми, глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважинах №№59,60. Мощность слоя составляет 1,5-4,0 м.

Слой встречен на участке ПК1+16.54-ПК2+94.07 по трассе подъездной автодороги к кусту №806.

ИГЭ-1г-1 – Глина коричневая, серая легкая песчанистая, тяжелая мягкопластичная с примесью органического вещества. Встречена на глубине 2,0-5,5 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества, суглинками тугопластичными в скважинах №№54, 54а, 55, 55а. Мощность слоя составляет 1,3-2,5 м.

ИГЭ-2б – Суглинок коричневый легкий песчанистый, тяжелый песчанистый полутвердый. Грунт встречен на глубине 0,2-3,0 м под почвенно-растительным слоем, глинами полутвердыми в скважинах №№57,58,107,108. Мощность слоя составляет 0,5-1,8 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК1+68.98 по трассе подъездной автодороги к кусту №806.

ИГЭ-2в – Суглинок коричневый легкий песчанистый тугопластичный. Грунт встречен на глубине 2,0-3,8 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества, глинами полутвердыми в скважинах №№51,51а,52,52а,55. Мощность слоя составляет 1,0-2,0 м.

Слой встречен на участке ПК4+5.00-ПК9+88.80 по трассе подъездной автодороги к кусту №806.

ИГЭ-3а – Суглинок коричневый галечниковый полутвердый (гравия, гальки до 36-40%), гравий и галька кварц-кремнистого состава, размером до 4-6 см, средней степени окатанности. Грунт встречен на глубине 0,1-14,5 м под

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

почвенно-растительным слоем и гравийным грунтом с песчаным заполнителем в скважинах №№55, 56В. Мощность слоя составляет 1,4-8,5 м.

ИГЭ-36 – Глина коричневая галечниковая мягкопластичная (гравия, гальки до 31%), гравий, галька кварц-кремнистого состава, размером до 2-3 см, средней степени окатанности, с прослоями суглинка с галькой мягкопластичного. Грунт встречен на глубине 1,0 м под суглинками полутвердыми в скважине №57. Мощность слоя составляет 1,0 м.

ИГЭ-5в – Грунт гравийный с песчаным заполнителем (заполнителя до 49%), гравий и галька кварц-кремнистого состава, размером до 3-6 см, средней степени окатанности; заполнитель - песок мелкий коричневый средней степени водонасыщения, водонасыщенный. Грунт встречен на глубине 2,0-7,0 м под суглинками тугопластичными, полутвердыми, глинами мягкопластичными, глинами тугопластичными и мягкопластичными с примесью органического вещества, глинами галечниковыми мягкопластичными в скважинах №№51,51а, 52, 52а, 53, 54, 54а, 55, 55а, 56В, 57, 58, 59, 60, 107, 108. Вскрытая мощность слоя составляет 1,0-9,8 м.

Слой встречен по трассе подъездной автодороги к кусту №806 повсеместно.

Элювиальные нижнепермские отложения – еР

ИГЭ-9а – Суглинок серый щебенистый тугопластичный (щебня, дресвы до 49%), щебень, дресва известняка. Грунт встречен на глубине 23,0 м под суглинками галечниковыми полутвердыми в скважине №56В. Мощность слоя составляет 0,5 м.

Отложения пермской системы – Р

ИГЭ-10 – Доломит серо-белый плотный средней прочности среднепористый сильновыветрелый. Грунт встречен на глубине 23,5 м под суглинками щебенистыми тугопластичными в скважине №56В. Вскрытая мощность слоя составляет 6,5 м.

Площадка куста скважины №4345 с площадкой АЗ №1, трассы обустройства

Почвенно-растительный слой встречен с поверхности практически повсеместно, мощность слоя составляет 0,1-0,3 м.

Четвертичные аллювиальные отложения – аQ

ИГЭ-16 – Глина коричневая легкая пылеватая, тяжелая полутвердая. Встречена с поверхности и на глубине 0,1-4,0 м под почвенно-растительным слоем, глинами полутвердыми с примесью органического вещества, глинами тугопластичными практически повсеместно. Вскрытая мощность слоя составляет 0,9-8,0 м.

Слой встречен на участках ПК0-ПК0+60.54, ПК0+30.27- ПК0+60.54 по трассе ВЛ-6кВ на куст №4345, по трассе нагнетательного водовода

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH						14	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

«Водозаборная скв.№302-ВРП-1085» повсеместно, по трассе нагнетательного водовода «ВРП-1085-скв.311» повсеместно.

ИГЭ-16-1 – Глина коричневая легкая пылеватая полутвёрдая с примесью органического вещества. В скважинах №№102, 119 с единичными включениями гравия, гальки до 6-7%. Грунт встречен с поверхности в скважинах №№102, 102а, 119, 119а. Мощность слоя составляет 3,2-4,3 м.

ИГЭ-1в – Глина коричневая, зеленовато-коричневая легкая пылеватая тугопластичная ненабухающая. Грунт встречен на глубине 1,0-4,3 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества, глинами полутвердыми, суглинками галечниковыми полутвердыми в скважинах №№102, 102а, 172, 173, 175. Мощность слоя составляет 2,0-3,9 м.

Слой встречен на участке ПК0+4.55-ПК0+60.54 по трассе ВЛ-6кВ на куст №4345, на участке ПК0-ПК0+29.49 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скв.№302-ВРП-1085», на участке ПК0+78.02-ПК1+7.75 по трассе нагнетательного водовода «ВРП-1085-скв.311».

ИГЭ-3а – Суглинок коричневый галечниковый полутвердый (гравия, гальки до 26%), гравий и галька кварц-кремнистого состава. Грунт встречен на глубине 0,2 м под почвенно-растительным слоем в скважине №175. Мощность слоя составляет 0,8 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+29.49 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скв.№302-ВРП-1085», на участке ПК0+78.02-ПК1+7.75 по трассе нагнетательного водовода «ВРП-1085-скв.311», на участке ПК0+21.99-ПК0+77.83 по трассе ВЛ-6кВ на куст 16н, на участке ПК0+80.00- ПК4+18.07 по трассе подъездной автодороги к кусту №16н.

Четвертичные делювиальные отложения – dQ

ИГЭ-4 – Глина коричневая дресвяная полутвердая (дресвы, щебня до 42-46%), дресва и щебень аргиллита, алевролита, размером до 2 см. Грунт встречен на глубине 2,5-4,0 м под глинами полутвердыми и тугопластичными в скважинах №№168, 169, 170В, 172. Вскрытая мощность слоя составляет 4,8-15,5 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+55.53 по трассе ВЛ-6кВ на куст №4345, на участке ПК0-ПК0+90.02 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скв.№302-ВРП-1085», на участке ПК0+0.15- ПК1+7.75 по трассе нагнетательного водовода «ВРП-1085-скв.311».

ИГЭ-6 – Глина зеленовато-коричневая легкая пылеватая полутвердая. Грунт встречен на глубине 8,3 м под глинами дресвяными полутвердыми в скважине №172. Вскрытая мощность слоя составляет 0,7 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+30.00 по трассе ВЛ-6кВ на куст №4345, на участке ПК0-ПК0+33.43 по трассе ВЛ-6кВ на куст 16н.

Элювиальные нижнепермские отложения – eP

ИГЭ-8а – Глина коричневая дресвяная полутвердая (дресвы, щебня до 46%), дресва и щебень аргиллита. Грунт встречен на глубине 44,6 м под

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

15

песчаником очень низкой прочности, представленный в виде глины щебенистой тугопластичной в скважине №170В. Мощность слоя составляет 24,4 м.

ИГЭ-86 – Глина коричневая щебенистая тугопластичная (дресвы, щебня до 36%), дресва и щебень песчаника. Встречен с прослоями глины коричневой с дресвой полутвёрдой (дресвы, щебня до 24%). Грунт встречен на глубине 18,0 м под глинами дресвяными полутвердыми. Мощность слоя составляет 26,6 м.

Отложения пермской системы – Р

ИГЭ-96 – Аргиллит коричневый, представленный в виде суглинка щебенистого твёрдого (щебня, дресвы до 49%). Грунт встречен на глубине 69,0 м под глиной дресвяной полутвердой в скважине №170В. Вскрытая мощность слоя составляет 11,0 м.

Площадка куста скважины №16н, трассы обустройства

Почвенно-растительный слой встречен с поверхности практически повсеместно, кроме спланированной территории, мощность слоя составляет 0,2 м.

Четвертичные аллювиальные отложения – аQ

ИГЭ-1а-1 – Глина коричневая лёгкая пылеватая твёрдая средненабухающая с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,2 м под почвенно-растительным слоем в скважине №1 на площадке куста скважин №16н. Мощность слоя составляет 0,8 м.

ИГЭ-1б – Глина коричневая легкая пылеватая полутвердая. Встречена с поверхности и на глубине 0,2-7,6 м под почвенно-растительным слоем, глинами твердыми и тугопластичными с примесью органического вещества в скважинах №№1,2,2а,5,7,8. Вскрытая мощность слоя составляет 0,4-4,8 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК2+80.00 по трассе подъездной автодороги к кусту №16н, на участке ПК0-ПК0+45.00 по трассе ВЛ-6кВ на куст 16н.

ИГЭ-1б-1 – Глина коричневая легкая пылеватая полутвёрдая с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,2-1,0 м под почвенно-растительным слоем и глинами твердыми средненабухающими с примесью органического вещества в скважинах №№1,1а,3,5,8. Мощность слоя составляет 0,8-2,1 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+73.39 по трассе ВЛ-6кВ на куст 16н.

ИГЭ-1в-1 – Глина коричневая лёгкая пылеватая тугопластичная с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 3,0-4,0 м под глинами галечниковыми, глинами мягкопластичными, грунтом гравийным с суглинистым заполнителем в скважинах №№1,1а,5. Вскрытая мощность слоя составляет 1,2-4,0 м.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

16

ИГЭ-1Г – Глина коричневая лёгкая пылеватая мягкопластичная. Грунт встречен на глубине 2,3 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважине №1а. Мощность слоя составляет 1,7 м.

ИГЭ-2а – Суглинок коричневый легкий песчанистый, тяжёлый песчанистый твёрдый. В скважине №3 с единичными включениями дресвы, щебня песчаника до 15%. Грунт встречен на глубине 1,8-2,1 м под суглинками мягкопластичными, суглинками галечниковыми полутвердыми в скважинах №№3,6. Вскрытая мощность слоя составляет 4,9-8,2 м.

Слой встречен на участке ПК2-ПК4+18.07 по трассе подъездной автодороги к кусту №16н, на участке ПК0+15.00- ПК0+77.83 по трассе ВЛ-6кВ на куст 16н.

ИГЭ-2в – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый тугопластичный. Грунт встречен на глубине 1,0 м под глинами полутвердыми в скважине №7. Вскрытая мощность слоя составляет 7,0 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК2+32.28 по трассе подъездной автодороги к кусту №16н.

ИГЭ-2Г – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый мягкопластичный. В скважине №2 с прослоями песка коричневого пылеватого малой степени водонасыщения. Грунт встречен на глубине 1,2-3,1 м под грунтом гравийным с суглинистым заполнителем, глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважинах №№2,2а,3. Вскрытая мощность слоя составляет 0,6-5,0 м.

ИГЭ-3а – Суглинок коричневый галечниковый полутвердый (гравия, гальки до 34%), гравий и галька кварц-кремнистого состава, размером до 3-4 см. Грунт встречен на глубине 0,2 м под почвенно-растительным слоем в скважине №6. Мощность слоя составляет 1,9 м.

Слой встречен на участке ПК0+21.99-ПК0+77.83 по трассе ВЛ-6кВ на куст 16н.

ИГЭ-3б – Глина коричневая галечниковая мягкопластичная (гравия, гальки до 31%), гравий и галька кварц-кремнистого состава, средней степени окатанности, размером до 4 см. Грунт встречен на глубине 2,0 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважине №1. Мощность слоя составляет 1,8 м.

ИГЭ-5а – Грунт гравийный с суглинистым коричневым твердым заполнителем (заполнителя до 34-50%), гравий и галька кварц-кремнистого состава, размером до 4,0 см, средней степени окатанности. Грунт встречен на глубине 1,0-1,2 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества, глинами полутвердыми в скважинах №№2,2а,5. Мощность слоя составляет 1,9-2,0 м.

Четвертичные делювиальные отложения – dQ

ИГЭ-4 – Глина коричневая дресвяная полутвердая (дресвы, щебня до 37%), щебень и дресва аргиллита. Грунт встречен на глубине 4,3 м под глинами полутвердыми в скважине №8. Мощность слоя составляет 1,7 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+64.11 по трассе ВЛ-6кВ на куст 16н.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-ТКR1.ТСН

Лист

17

ИГЭ-6 – Глина коричневая лёгкая песчаная полутвёрдая с прослоями суглинка тяжёлого песчанистого полутвёрдого. Грунт встречен на глубине 6,0 м под глинами дресвяными полутвердыми в скважине №8. Вскрытая мощность слоя составляет 3,0 м.

Площадка куста скважины №7001 с площадкой АЗ № 1, трассы обустройства

Почвенно-растительный слой встречен с поверхности практически повсеместно, кроме спланированной территории, мощность слоя составляет 0,2-0,3 м.

Четвертичные техногенные отложения – tQ

Насыпной грунт: суглинок коричневый тугопластичный. Грунт встречен с поверхности в скважине №121. Мощность слоя составляет 0,5 м. Грунт слежавшийся, отсыпан сухим способом, давность отсыпки более 5 лет.

Грунт встречен на участках ПК0+15.24-ПК0+18.80, ПК1+63.66-ПК1+68.90, ПК5+59.24-ПК5+65.62, ПК6+73.92-ПК6+80.26 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участках ПК0-ПК0+4.32, ПК0+39.11-ПК0+44.61 по трассе ВЛ-6кВ на куст №7001.

Четвертичные аллювиальные отложения – aQ

ИГЭ-1a-1 – Глина коричневая лёгкая пылевая твёрдая средненабухающая с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,2 м под почвенно-растительным слоем в скважине №1. Мощность слоя составляет 0,8 м.

Грунт встречен на участках ПК0-ПК0+4.32, ПК0+39.11-ПК0+44.61 по трассе ВЛ-6кВ на куст №7001.

ИГЭ-1б – Глина коричневая легкая пылевая, легкая песчаная, тяжелая полутвердая. Встречена с поверхности и на глубине 0,2-4,0 м под почвенно-растительным слоем, глинами полутвердыми с примесью органического вещества, глинами тугопластичными в скважинах №№121, 144, 145, 178, 178а, 182В, 183, 184, 185, 187, 190. Вскрытая мощность слоя составляет 1,0-8,0 м.

Слой встречен на участке ПК5+84.26-ПК9+23.08 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», по трассе ВЛ-6кВ на куст №7001 повсеместно.

ИГЭ-1б-1 – Глина коричневая легкая пылевая, легкая песчаная, тяжелая полутвёрдая с примесью органического вещества. Грунт встречен с поверхности и на глубине 0,2-0,5 м под почвенно-растительным слоем и насыпным грунтом в скважинах №№121, 176, 176а, 177, 177а, 179, 179а, 180, 181, 184, 186, 188, 189, 190. Мощность слоя составляет 1,7-4,1 м.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

18

Слой встречен на участках ПК0+39.58-ПК2+66.34, ПК4+21.84-ПК10+26.42 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участке ПК0-ПК0+39.07 по трассе ВЛ-6кВ на куст №7001.

ИГЭ-1в – Глина коричневая легкая пылеватая тугопластичная. Грунт встречен с поверхности и на глубине 0,3 м под почвенно-растительным слоем в скважинах №№145,178,178а. Мощность слоя составляет 0,7-4,0 м.

Грунт встречен на участке ПК0+82.25-ПК3+95.00 по трассе подъездной автодороги к кусту №7001.

ИГЭ-2а – Суглинок коричневый легкий песчаный твердый. Грунт встречен на глубине 3,8-5,5 м под грунтом гравийным с суглинистым заполнителем, глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважинах №№176, 176а, 177, 177а, 179, 179а, 180, 183, 186. Вскрытая мощность слоя составляет 1,2-4,2 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+73.42 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006».

ИГЭ-2б – Суглинок коричневый легкий песчаный, тяжелый песчаный полутвердый. Грунт встречен на глубине 5,0-8,0 м под грунтом гравийным с суглинистым заполнителем в скважинах №№181,184. Вскрытая мощность слоя составляет 1,0-4,0 м.

ИГЭ-2в – Суглинок коричневый тяжелый песчаный тугопластичный. Грунт встречен на глубине 2,3 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважине №188. Вскрытая мощность слоя составляет 2,7 м.

Слой встречен на участке ПК3+67.50-ПК7+37.16 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006».

ИГЭ-2г – Суглинок коричневый легкий песчаный, тяжелый песчаный, тяжелый пылеватый мягкопластичный. Грунт встречен на глубине 1,9-5,0 м под глинами полутвердыми, гравийным грунтом с суглинистым заполнителем, глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважинах №№178,178а,182В,189. Вскрытая мощность слоя составляет 3,0-6,5 м.

Слой встречен на участке ПК6+69.64-ПК10+26.42 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участке ПК2+5.00-ПК5+95.00 по трассе подъездной автодороги к кусту №7001.

ИГЭ-5б – Грунт гравийный с суглинистым коричневым тугопластичным заполнителем (заполнителя до 38-49%), местами с прослоями песчаного заполнителя, гравий и галька кварц-кремнистого состава, размером до 3,0 см, средней степени окатанности. Грунт встречен на глубине 1,3-6,2 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества, глинами полутвердыми в скважинах №№176, 176а, 177, 177а, 179, 179а, 180, 181, 182В, 183, 184. Вскрытая мощность слоя составляет 0,7-2,0 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК1+15.88 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006».

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH	Лист
										19

Элювиальные нижнепермские отложения – еР

ИГЭ-8а – Глина коричневая дресвяная полутвердая (дресвы, щебня до 49%), дресва и щебень аргиллита. Грунт встречен на глубине 15,0 м под суглинком щебенистым (выветрелый песчаник) в скважине №182В. Мощность слоя составляет 5,0 м.

ИГЭ-8б – Глина коричневая щебенистая тугопластичная (дресвы, щебня до 48%), дресва и щебень алевролита, песчаника. Грунт встречен на глубине 8,5 м под суглинками мягкопластичными. Мощность слоя составляет 5,8 м.

ИГЭ-9а – Суглинок коричневый щебенистый тугопластичный (щебня, дресвы до 43-47%), щебень, дресва песчаника, алевролита. В скважине №182В в интервале глубин 29,7-30,0 м – прослой песчаника серо-коричневого мелкозернистого выветрелого, с прослоями грунта дресвяного с глинистым коричневым полутвердым заполнителем (заполнителя до 38%). Грунт встречен на глубине 14,3-20,0 м под глинами щебенистыми в скважине №182В. Мощность слоя составляет 0,7-15,5 м.

Отложения пермской системы – Р

ИГЭ-8а-1 – Аргиллит серо-зеленый, темно-зеленый, представленный в виде глины дресвяной полутвердой (щебня, дресвы до 26%). Грунт встречен на глубине 78,0 м под глиной дресвяной полутвердой в скважине №170В. Вскрытая мощность слоя составляет 2,0 м.

ИГЭ-8б-1 – Алевролит серый, представленный в виде глины щебенистой тугопластичной (дресвы, щебня до 50%), в интервале глубин 57,0-60,0 м, 69,0-70,0 м с прослоями песчаника серо-зеленого, серого, представленного в виде суглинка щебенистого тугопластичного (дресвы, щебня до 50%). Грунт встречен на глубине 54,0 м под песчаниками очень низкой прочности в скважине №182В. Мощность слоя составляет 24,0 м.

ИГЭ-11 – Песчаник серо-зелёный очень низкой прочности средней плотности сильнопористый размягчаемый сильновыветрелый с прослоями глины щебенистой тугопластичной (дресвы, щебня до 29%). Грунт встречен на глубине 35,5 м под суглинками щебенистыми (выветрелый алевролит) в скважине №182В. Мощность слоя составляет 18,5 м.

Площадка куста скважины №7005 с площадкой АЗ № 2, трассы обустройства

Почвенно-растительный слой встречен с поверхности практически повсеместно, кроме спланированной территории, мощность слоя составляет 0,1-0,3 м.

Четвертичные элювиальные отложения – аQ

ИГЭ-1а-1 – Глина коричневая легкая пылеватая твердая с примесью органического вещества средненабухающая. Встречена на глубине 0,3 м под

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH					Лист
					20

почвенно-растительным слоем в скважине №63. Мощность слоя составляет 0,7 м.

Слой встречен на участке ПК7+23.85-ПК7+85.75 по трассе подъездной автодороги к кусту №7005, на площадке куста скважин №7005.

ИГЭ-1б – Глина коричневая легкая пылеватая, легкая песчанистая, тяжелая полутвердая. В скважине №68в с единичными включениями гравия и гальки кварц-кремнистого состава до 15%. Встречена на глубине 0,1-8,0 м под почвенно-растительным слоем, суглинками мягкопластичными с примесью органического вещества, глинами мягкопластичными с примесью органического вещества, глинами тугопластичными в скважинах №№61, 61а, 62, 63, 65а, 68в, 69, 72, 166. Вскрытая мощность слоя составляет 0,7-3,0 м.

Слой встречен на участках ПК0-ПК0+24.72, ПК0+28.72-ПК1+60.00, ПК2+40.00-ПК5+89.07 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7005 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участках ПК0-ПК1+66.6, ПК1+76.60-ПК4+95.60, ПК5+5.60- ПК7+85.75 по трассе подъездной автодороги к кусту №7005, на участке ПК0-ПК1+41.36 по трассе ВЛ-6кВ на куст №7005.

ИГЭ-1б-1 – Глина коричневая легкая пылеватая полутвёрдая с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,1-4,0 м под почвенно-растительным слоем и глинами тугопластичными в скважинах №№61, 61а, 65, 65а, 66, 67, 69, 71, 166. Вскрытая мощность слоя составляет 0,5-2,0 м.

Слой встречен на участке ПК0+86.16-ПК2 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7005 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участках ПК0-ПК1+66.60, ПК5+5.60-ПК7+85.75 по трассе подъездной автодороги к кусту №7005, на участках ПК0-ПК2+88.56, ПК2+92.56-ПК4+99.23 по трассе ВЛ-6кВ на куст №7005.

ИГЭ-1в – Глина коричневая легкая пылеватая, легкая песчанистая тугопластичная. Грунт встречен на глубине 1,0-8,5 м под глинами и суглинками мягкопластичными, глинами и суглинками мягкопластичными с примесью органического вещества, глинами полутвердыми в скважинах №№63, 64, 66, 67, 70, 166. Вскрытая мощность слоя составляет 0,5-6,0 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+46.82 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7005 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участках ПК0-ПК1+66.6, ПК5+5.60-ПК7+85.75 по трассе подъездной автодороги к кусту №7005.

ИГЭ-1в-1 – Глина коричневая лёгкая пылеватая тугопластичная с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,3 м под почвенно-растительным слоем в скважине №64. Мощность слоя составляет 1,7 м.

Слой встречен на участках ПК0-ПК0+46.82, ПК1-ПК4+80.00, ПК5+20.00- ПК5+89.07 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7005 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участках ПК0-ПК2+52.50, ПК2+62.50-ПК7+12.75 по трассе подъездной автодороги к кусту №7005, по трассе ВЛ-6кВ на куст №7005 повсеместно.

ИГЭ-1г – Глина коричневая лёгкая пылеватая мягкопластичная. Грунт встречен на глубине 0,2-2,0 м под почвенно-растительным слоем, глинами

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH							21	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

твердыми с примесью органического вещества средненабухающими, глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважинах №№63, 68в, 69, 71. Вскрытая мощность слоя составляет 1,5-7,8 м.

Слой встречен на участках ПК5+5.60-ПК7+18.30, ПК7+23.85-ПК7+85.75 по трассе подъездной автодороги к кусту №7005, на участке ПК2+92.56-ПК4+99.23 по трассе ВЛ-6кВ на куст №7005.

ИГЭ-1г-1 – Глина коричневая лёгкая пылеватая мягкопластичная с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 1,0 м под глинами полутвердыми в скважине №62. Мощность слоя составляет 4,3 м.

Слой встречен на участке ПК0+86.16-ПК2 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7005 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006».

ИГЭ-2б-1 – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый полутвердый с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 3,9 м под глинами тугопластичными с примесью органического вещества в скважине №164. Мощность слоя составляет 3,1 м.

Слой встречен на участке ПК2+60.25-ПК7+12.75 по трассе подъездной автодороги к кусту №7005, на участке ПК0+23.48-ПК4+99.23 по трассе ВЛ-6кВ на куст №7005.

ИГЭ-2в-1 – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый тугопластичный с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 1,8-3,5 м под глинами полутвердыми и мягкопластичными в скважинах №№71,72. Вскрытая мощность слоя составляет 3,2-3,5 м.

Слой встречен на участке ПК3+1.64-ПК4+99.23 по трассе ВЛ-6кВ на куст №7005.

ИГЭ-2г – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый мягкопластичный. Грунт встречен на глубине 3,0 м под суглинками мягкопластичными с примесью органического вещества в скважине №67. Мощность слоя составляет 3,0 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК2+88.56 по трассе ВЛ-6кВ на куст №7005.

ИГЭ-2г-1 – Суглинок коричневый тяжёлый пылеватый, тяжелый песчанистый мягкопластичный с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,2-1,4 м под почвенно-растительным слоем, глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважинах №№61, 61а, 65, 65а, 66, 67, 70. Мощность слоя составила 1,6-5,8 м.

Слой встречен на участках ПК0+28.72-ПК2+25.00, ПК5+2.00-ПК5+89.07 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7005 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участках ПК0-ПК2+53.70, ПК7+12.75-ПК7+85.75 по трассе подъездной автодороги к кусту №7005.

ИГЭ-5а – Грунт гравийный с суглинистым коричневым твёрдым заполнителем (заполнителя до 34%), гравий и галька кварц-кремнистого состава. Грунт встречен на глубине 7,0 м под глинами тугопластичными в скважине №70. Мощность слоя составляет 1,5 м.

Четвертичные делювиальные отложения – dQ

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH					Лист
					22

ИГЭ-6 – Глина коричневая легкая песчанистая полутвердая, с прослоями дресвы и щебня песчаника серо-зелёного, серого мелкозернистого очень низкой прочности, мощностью до 20-30 см. Грунт встречен на глубине 9,8 м под глинами полутвердыми в скважине №68в. Мощность слоя составляет 5,2 м.

Отложения пермской системы – Р

ИГЭ-8а-1 – Аргиллит коричневый, представленный в виде глины дресвяной коричневой полутвердой (щебня, дресвы до 49%), дресва и щебень аргиллита, алевролита, размером до 10 см. Грунт встречен на глубине 32,0 м под песчаником очень низкой прочности в скважине №68в. Вскрытая мощность слоя составляет 28,0 м.

ИГЭ-11 – Песчаник коричневый очень низкой прочности средней плотности среднепористый размягчаемый, местами выветрелый до суглинка щебенистого твёрдого (дресвы, щебня до 37%). Грунт обводнён по трещинам. Грунт встречен на глубине 15,0 м под глинами полутвердыми в скважине №68в. Мощность слоя составляет 17,0 м.

Площадка куста скважины №7008 с площадкой АЗ № 1, трассы обустройства

Почвенно-растительный слой встречен с поверхности практически повсеместно, кроме спланированной территории, мощность слоя составляет 0,2-0,3 м.

Четвертичные техногенные отложения – tQ

Насыпной грунт: грунт гравийный с супесчаным коричневато-серым твердым заполнителем (заполнителя до 46%), гравий и галька кварц-кремнистого состава, средней степени окатанности, размером до 3 см. Грунт встречен с поверхности в скважине №159. Мощность слоя составляет 0,9 м.

Насыпной грунт: суглинок коричневый галеничковый мягкопластичный (гравия, гальки до 48%), галька и гравий кварц-кремнистого состава, средней степени окатанности, размером до 2 см.

Грунты слежавшиеся, отсыпаны сухим способом, давность отсыпки более 5 лет.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+16.88 по трассе подъездной автодороги к кусту №7008, на участках ПК2-ПК2+13.28, ПК43+63.08-ПК43+80.00, ПК59+49.24-ПК59+66.40 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006».

Четвертичные аллювиальные отложения – aQ

ИГЭ-16 – Глина коричневая, зеленовато-коричневая легкая пылеватая, легкая песчанистая полутвердая. В скважине №74 с прослоем суглинка тугопластичного, в скважине №81в с единичными включениями гравия и гальки кварц-кремнистого состава средней степени окатанности диаметром до 2 см до

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

23

15%. Встречена на глубине 0,3-12,0 м под почвенно-растительным слоем, глинами полутвердыми, тугопластичными и мягкопластичными с примесью органического вещества, глинами тугопластичными, суглинками полутвердыми с примесью органического вещества в скважинах №№74, 80, 81в, 82, 86, 125, 140, 144, 150, 151, 152, 153, 155, 156, 157, 158. Вскрытая мощность слоя составляет 1,0-6,7 м.

Слой встречен на участках ПК0-ПК2+80, ПК3+25.74-ПК5+80, ПК19-ПК24.20, ПК31+60-ПК37+37.56, ПК42+40.00-ПК56+60.00, ПК57+80-ПК59+66.40 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участке ПК5+84.26-ПК9+23.08 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участках ПК0-ПК6+40.00, ПК10+12.20-ПК13+34.14 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008», на участках ПК6+34.56-ПК11+74.70, ПК12+42.02-ПК82.08, ПК13+86.08- ПК14+20.00, ПК13+86.08- ПК14+36.07 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008-скв.№7004».

ИГЭ-16-1 – Глина коричневая легкая песчаная полутвёрдая с примесью органического вещества. Грунт встречен с поверхности и на глубине 0,1-0,9 м под почвенно-растительным слоем и насыпными грунтами в скважинах №№73, 73а, 74, 82, 86, 141, 142, 143, 147, 148, 151, 152, 153, 154, 155, 157, 159. Вскрытая мощность слоя составляет 1,7-6,1 м.

Слой встречен на участках ПК0-ПК0+60.00, ПК22+66.50-ПК32+78.32, ПК39+40.00-ПК45+40.00, ПК47+2.26-ПК59+66.40 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участках ПК0+39.58-ПК2+66.34; ПК4+21.84-ПК10+26.42 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участке ПК4+40-ПК8+55.82 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008», на участках ПК12+60.00-ПК13+80.00, ПК14+12.20-ПК14+36.07 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008-скв.№7004», на участке ПК0-ПК1+73.60 по трассе подъездной автодороги к кусту №7008.

ИГЭ-1в – Глина коричневая легкая пылеватая, легкая песчаная тугопластичная. В скважине №75 с прослоем суглинка тяжёлого песчанистого мягкопластичного, в скважине №80 с прослоем суглинка тяжёлого пылеватого мягкопластичного с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,1-6,5 м под почвенно-растительным слоем, глинами полутвердыми, тугопластичными и мягкопластичными с примесью органического вещества, суглинками мягкопластичными в скважинах практически повсеместно, в скважинах №№73, 73а, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81в, 84, 85, 139, 142, 143, 154. Вскрытая мощность слоя составляет 2,5-11,8 м.

Слой встречен на участках ПК16+20.00-ПК21.20, ПК25+40.00-ПК33, ПК56+40.00-ПК58.40.00, ПК59+17.04-ПК59+66.40 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участке ПК13+60.00-ПК16+67.53 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008»,

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

на участке ПК13+64.00-ПК14+8.20 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008-скв№7004».

ИГЭ-1в-1 – Глина коричневая лёгкая пылеватая, легкая песчанистая тугопластичная с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,3-3,5 м под почвенно-растительным слоем, суглинками мягкопластичными с примесью органического вещества в скважинах №№75,78,79,85,138,140. Вскрытая мощность слоя составляет 1,7-6,2 м.

Слой встречен на участках ПК14+9.64-ПК17+40, ПК19+7.88-ПК23+60 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участках ПК10-ПК13+20.00; ПК13+64.00-ПК14+8.20 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008-скв№7004».

ИГЭ-1г – Глина коричневая легкая песчанистая мягкопластичная. Грунт встречен на глубине 2,0 м под глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважине №148. Вскрытая мощность слоя составляет 3,0 м.

Слой встречен на участке ПК40+60.00-ПК43+40.00 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006».

ИГЭ-1г-1 – Глина коричневая лёгкая пылеватая, легкая песчанистая мягкопластичная с примесью органического вещества. Грунт встречен с поверхности и на глубине 0,3-2,0 м под почвенно-растительным слоем и глинами полутвердыми с примесью органического вещества в скважинах №№76,82,146. Вскрытая мощность слоя составляет 1,0-2,6 м.

Слой встречен на участках ПК0-ПК0+80.00, ПК36+20.00-ПК39+38.30 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участке ПК13+86.08-ПК14+36.07 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008-скв№7004».

ИГЭ-2а – Суглинок коричневый легкий песчанистый твердый. Грунт встречен на глубине 0,2 м под почвенно-растительным слоем в скважине №150. Мощность слоя составляет 0,8 м.

Слой встречен на участке ПК0-ПК0+73.42 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006».

ИГЭ-2б – Суглинок коричневый тяжелый песчанистый полутвердый. Грунт встречен на глубине 0,2-3,1 м под почвенно-растительным слоем, глинами тугопластичными в скважинах №№135,139. Вскрытая мощность слоя составляет 3,3-3,9 м.

Слой встречен на участках ПК4+61.90-ПК8+80.00, ПК16+60.00-ПК20+60.00 по трассе нефтегазозонного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участке ПК8+20.00-ПК12+76.40 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008», на участке ПК0-ПК2+40.00 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008-скв№7004».

ИГЭ-2б-1 – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый полутвердый с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 1,0 м под суглинками твердыми в скважине №150. Мощность слоя составляет 1,8 м.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

25

Слой встречен на участке ПК44+20.00-ПК47+60.00 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участке ПК10-ПК13+20.00 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008-скв№7004».

ИГЭ-2в – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый тугопластичный. Грунт встречен на глубине 0,2-3,5 м под почвенно-растительным слоем, суглинками полутвердыми, глинами полутвердыми и мягкопластичными с примесью органического вещества в скважинах №№135, 136, 137, 141, 146, 147. Вскрытая мощность слоя составляет 3,0-6,8 м.

Слой встречен на участках ПК0+86.84-ПК4, ПК4+61.90-ПК14+40.00, ПК22+40.00-ПК26+80.00 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участке ПК3+67.50-ПК7+37.16 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участках ПК4+7.44-ПК12+75.36, ПК12+80-ПК16+40.00 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008», на участке ПК0-ПК8 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008-скв№7004».

ИГЭ-2в-1 – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый тугопластичный с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,2 м под почвенно-растительным слоем в скважине №83. Мощность слоя составляет 5,0 м.

Слой встречен на участках ПК3+1.80-ПК5+80.00, ПК22+40.00-ПК26+80.00, ПК36+40.00-ПК41+80.00 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участке ПК10+20.00-ПК13+34.14 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008», на участке ПК0+61.48-ПК2+2.53 по трассе подъездной автодороги к кусту №7008, по трассе ВЛ-6кВ на куст №7008 повсеместно.

ИГЭ-2г – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый, тяжелый песчанистый мягкопластичный. Грунт встречен на глубине 0,3-5,2 м под почвенно-растительным слоем, суглинками тугопластичными и суглинками тугопластичными с примесью органического вещества в скважинах №№83,84,137. Вскрытая мощность слоя составляет 0,7-1,8 м.

Слой встречен на участке ПК11-ПК15+40 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участке ПК6+69.64-ПК10+26.42 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7001 - т.вр. в тр-д «Куст №7008 - ДНС-1006», на участке ПК5-ПК8+77.48 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008-скв№7004», на участке ПК0+26.66-ПК2+2.53 по трассе подъездной автодороги к кусту №7008, по трассе ВЛ-6кВ на куст №7008 повсеместно.

ИГЭ-2г-1 – Суглинок коричневый тяжелый пылеватый, тяжелый песчанистый мягкопластичный с примесью органического вещества. Грунт встречен на глубине 0,2 м под почвенно-растительным слоем в скважине №138. Мощность слоя составляет 3,3 м.

Слой встречен на участке ПК14+9.60-ПК18+7.7 по трассе нефтегазоносного трубопровода «Куст №7008-ДНС-1006», на участках

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

26

ПК12+20.00-ПК13+82.08, ПК14+12.20-ПК14+36.07 по трассе нагнетательного водовода «Водозаборная скважина №341-скв.№7008-скв.№7004».

ИГЭ-5в – Грунт гравийный (заполнителя до 24%), гравий и галька кварц-кремнистого состава средней степени окатанности диаметром до 3 см; заполнитель - песок коричневый водонасыщенный. Грунт встречен на глубине 13,0 м под глинами полутвердыми в скважине №81в. Мощность слоя составляет 2,3 м.

Четвертичные делювиальные отложения – dQ

ИГЭ-6 – Глина коричневая легкая пылеватая полутвердая. Грунт встречен на глубине 15,3 м под грунтом гравийным в скважине №81в. Мощность слоя составляет 2,7 м.

Отложения пермской системы – P

ИГЭ-9б – Суглинок серый, зеленый щебенистый твёрдый (алевролит, представленный в виде суглинка щебенистого), щебня, дресвы до 46%. Грунт встречен на глубине 35,0 м под песчаниками в скважине №81в. Вскрытая мощность слоя составляет 20,0 м.

ИГЭ-11 – Песчаник очень низкой прочности средней плотности сильнопористый размягчаемый сильновыветрелый, с прослоями грунта щебенистого (заполнителя до 27%). Грунт встречен на глубине 34,0 м под глинами дресвяными полутвердыми (выветрелый алевролит) в скважине №81в. Мощность слоя составляет 1,0 м.

Согласно гидрогеологическому районированию Л.А. Шимановского изучаемая территория относится к Камской гидрогеологической области [8].

2 Сведения об особых природно-климатических условиях строительства

Согласно таблицам 5.1, 5.2 СП 11-105-97 (часть II) и ТСН 11-301-2004По на территории, имеющей категорию устойчивости территории относительно интенсивности образования карстовых провалов – II (св. 0,1 до 1,0), категорию устойчивости территории относительно средних диаметров карстовых провалов – В (свыше 3,0 до 10,0 м) расположены следующие проектируемые объекты:

- Площадка куста скважины №399;
- Площадка куста скважины №400;
- Площадка куста скважины №404;
- Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №400 - т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 – ДНС-1005»»;
- Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст 399 – ДНС-1005»;

Согласно таблицам 5.1, 5.2 СП 11-105-97 (часть II) и ТСН 11-301-2004По на территории, имеющей категорию устойчивости территории относительно интенсивности образования карстовых провалов – IV (св. 0,01 до 0,05), категорию устойчивости территории относительно средних диаметров

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

27

карстовых провалов – В (свыше 3,0 до 10,0 м) расположены следующие проектируемые объекты:

- Площадка куста скважины №806 бис;

Остальную территорию согласно таблице 5.1 СП 11-105-97 часть II категория устойчивости территории относительно интенсивности образования карстовых провалов – VI (провалообразование исключается).

Расчет глубины сезонного промерзания (df, n) для однослойной толщи согласно п. 5.5.3 СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений», с учетом таблицы 5.1 СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» по МС Пермь нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков и глин составляет 1,70 м; для супесей и песков мелких и пылеватых 2,07 м; для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 2,22 м; для крупнообломочных грунтов – 2,51 м.

Пылевато-глинистые грунты на участке изысканий по степени пучинистости подразделяются согласно СП 22.13330.2016, п. 6.8.3 (см. приложение П):

ИГЭ-1а-1 – чрезмернопучинистые, сильнопучинистые, слабопучинистые;

ИГЭ-1б – сильнопучинистые; слабопучинистые;

ИГЭ-1б-1 – чрезмернопучинистые; среднепучинистые; сильнопучинистые; слабопучинистые;

ИГЭ-1в – сильнопучинистые;

ИГЭ-1в-1 – сильнопучинистые;

ИГЭ-1г-1 – сильнопучинистые;

ИГЭ-1г-2 – чрезмернопучинистые;

ИГЭ-2б – слабопучинистые;

ИГЭ-2б-1 – слабопучинистые;

ИГЭ-2в – сильнопучинистые; среднепучинистые; слабопучинистые;

ИГЭ-2в-1 – слабопучинистые, среднепучинистые, сильнопучинистые;

ИГЭ-2г – сильнопучинистые;

ИГЭ-2г-1 – сильнопучинистые;

ИГЭ-3а – слабопучинистые;

Пучинистость крупнообломочных грунтов, содержащих пылевато-глинистые фракции на участке изысканий в пределах глубины сезонного промерзания определяются через показатель дисперсности СП 22.13330.2016, п. 6.8.8 (см. приложение Н):

ИГЭ-5а – пучинистый.

Интенсивность сейсмического воздействия (сейсмичность района) согласно СП 14.13330.2018:

- 6 баллов по карте В (при 5% вероятности превышения значения сейсмической интенсивности).

Согласно табл.4.1 СП 14.13330.2018 категория грунтов по сейсмическим свойствам:

- к I категории относится: ИГЭ-12;

- ко II категории относятся: ИГЭ-1а-1; ИГЭ-1б; ИГЭ-1б-1; ИГЭ-1в; ИГЭ-1в-1; ИГЭ-2а; ИГЭ-2б; ИГЭ-2б-1; ИГЭ-2в; ИГЭ-2в-1; ИГЭ-3а; ИГЭ-4; ИГЭ-5а;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
						2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH	28
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

ИГЭ-5б; ИГЭ-5в; ИГЭ-6; ИГЭ-8а; ИГЭ-8а-1; ИГЭ-8б; ИГЭ-8б-1; ИГЭ-9а; ИГЭ-9б; ИГЭ-10; ИГЭ-11;

- к III категории относятся: ИГЭ-1г; ИГЭ-1г-1; ИГЭ-1г-2; ИГЭ-2г; ИГЭ-2г-1 ; ИГЭ-3б.

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

- по морозному пучению – весьма опасные;
- по интенсивности землетрясений – умеренно опасные;
- по карсту для территории проектируемых площадок кустов скважин №№399, 400, 404, 806 бис с трассами обустройства – весьма опасные.

3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках

3.1 Физико-механические свойства грунтов

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):

ИГЭ-1а-1 – Глина легкая пылеватая твердая с примесью органического вещества средненабухающая (аQ);

ИГЭ-1б – Глина лёгкая пылеватая полутвёрдая (аQ);

ИГЭ-1б-1 – Глина лёгкая пылеватая полутвёрдая с примесью органического вещества (аQ);

ИГЭ-1в – Глина лёгкая пылеватая тугопластичная (аQ);

ИГЭ-1в-1 – Глина лёгкая пылеватая тугопластичная с примесью органического вещества (аQ);

ИГЭ-1г – Глина лёгкая пылеватая мягкопластичная (аQ);

ИГЭ-1г-1 – Глина лёгкая пылеватая мягкопластичная с примесью органического вещества (аQ);

ИГЭ-1г-2 – Глина тяжелая текучепластичная среднезаторфованная (аQ);

ИГЭ-2а – Суглинок лёгкий песчанистый твёрдый (аQ);

ИГЭ-2б – Суглинок тяжёлый песчанистый полутвёрдый (аQ);

ИГЭ-2б-1 – Суглинок тяжёлый пылеватый полутвёрдый с примесью органического вещества (аQ);

ИГЭ-2в – Суглинок тяжёлый песчанистый тугопластичный (аQ);

ИГЭ-2в-1 – Суглинок тяжёлый пылеватый тугопластичный с примесью органического вещества (аQ);

ИГЭ-2г – Суглинок тяжёлый песчанистый мягкопластичный (аQ);

ИГЭ-2г-1 – Суглинок тяжёлый пылеватый мягкопластичный с примесью органического вещества (аQ);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- ИГЭ-3а – Суглинок галечниковый полутвёрдый (гравия, гальки до 48%) (аQ);
- ИГЭ-3б – Глина галечниковая мягкопластичная (главия, гальки до 49%) (аQ);
- ИГЭ-4 – Глина дресвяная полутвёрдая (дресвы, щебня до 49%) (dQ);
- ИГЭ-5а – Гравийный грунт с суглинистым твёрдым заполнителем (заполнителя до 50%) (аQ);
- ИГЭ-5б – Гравийный грунт с суглинистым тугопластичным заполнителем (заполнителя до 49%) (аQ);
- ИГЭ-5в – Гравийный грунт с песчаным заполнителем (заполнителя до 49%) (аQ);
- ИГЭ-6 – Глина лёгкая пылеватая полутвёрдая (dQ);
- ИГЭ-8а – Глина дресвяная полутвёрдая (дресвы, щебня до 48%) (еР);
- ИГЭ-8а-1 – Глина дресвяная полутвёрдая (дресвы, щебня до 46%) (Р);
- ИГЭ-8б – Глина щебенистая тугопластичная (дресвы, щебня до 48%) (еР);
- ИГЭ-8б-1 – Глина щебенистая тугопластичная (дресвы, щебня до 50%) (Р);
- ИГЭ-9а – Суглинок щебенистый тугопластичный (дресвы, щебня до 50%) (еР);
- ИГЭ-9б – Суглинок щебенистый твердый (дресвы, щебня до 49%) (Р);
- ИГЭ-10 – Доломит средней прочности (Р);
- ИГЭ-11 – Песчаник очень низкой прочности (Р);
- ИГЭ-12 – Ангидрит средней прочности (Р).

Нормативные и расчетные значения показателей физических и физико-механических свойств грунтов ИГЭ приведены в таблицах 8 ÷ 38.

Нормативные и расчетные характеристики выделенных инженерно-геологических элементов приведены в Таблица 3.1.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									30
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH			

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

Изм.	
Копия	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

Таблица 3.1.1 - Таблица нормативных и расчетных значений характеристик выделенных инженерно-геологических элементов (ИГЭ)

№ ИГЭ	Наименование грунта	Нормативные характеристики				Расчеты оснований по деформациям			Расчеты оснований по несущей способности			Расчетное сопротивление R, кПа,	Предел прочности на одноосное сжатие в водонасыщ. состоянии R _c , МПа
		Плотность грунта ρ, г/см ³	Угол внутреннего трения φ, °	Удельное сцепление грунта C, кПа	Модуль общей деформации, E, МПа	Плотность грунта ρ, г/см ³	Угол внутреннего трения φ, °	Удельное сцепление грунта C, кПа	Плотность грунта ρ, г/см ³	Угол внутреннего трения φ, °	Удельное сцепление грунта C, кПа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1а-1	Глина легкая пылеватая твердая с примесью органического вещества средненабухающая (аQ)	1,96	16	36	21,1	1,92	16	34	1,89	16	32	404	-
1б	Глина лёгкая пылеватая полутвёрдая (аQ)	1,90	16	35	19,0	1,90	14	31	1,89	13	28	287	-
1б-1	Глина лёгкая пылеватая полутвёрдая с примесью органического вещества (аQ)	1,92	17	38	17,7	1,91	16	36	1,91	15	35	302	-
1в	Глина лёгкая пылеватая тугопластичная (аQ)	1,92	16	29	11,6	1,92	15	26	1,91	15	24	261	-
1в-1	Глина лёгкая пылеватая тугопластичная с примесью органического вещества (аQ)	1,91	13	39	9,7	1,90	11	37	1,90	10	35	259	-
1г	Глина лёгкая пылеватая мягкопластичная (аQ)	1,88	14	15	7,5	1,87	13	14	1,86	12	13	205	-
1г-1	Глина лёгкая пылеватая мягкопластичная с примесью органического вещества (аQ)	1,86	10	19	7,1	1,82	9	18	1,80	9	18	229	-
1г-2	Глина тяжелая текучепластичная среднезаторфованная (аQ)	1,64	11	22	3,5	1,59	11	21	1,56	11	20	124	-

2019/2006/ДС190-РД-ТКР1.ТСН

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 3.1.1														
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
						2а	Суглинок лёгкий песчанистый твёрдый (аQ)	1,88	23	28	23,1	1,86	22	25	1,84	22	23	249	-	
						2б	Суглинок тяжёлый песчанистый полутвёрдый (аQ)	1,94	27	15	20,8	1,92	26	13	1,91	25	12	239	-	
						2б-1	Суглинок тяжёлый пылеватый полутвёрдый с примесью органического вещества (аQ)	1,93	23	32	19,2	1,91	22	30	1,90	22	29	252	-	
						2в	Суглинок тяжёлый песчанистый тугопластичный (аQ)	1,94	19	25	16,5	1,93	18	22	1,92	17	20	217	-	
						2в-1	Суглинок тяжёлый пылеватый тугопластичный с примесью органического вещества (аQ)	1,94	20	23	14,7	1,93	19	21	1,92	18	20	210	-	
						2г	Суглинок тяжёлый песчанистый мягкопластичный (аQ)	1,93	16	16	12,4	1,92	16	15	1,91	16	15	181	-	
						2г-1	Суглинок тяжёлый пылеватый мягкопластичный с примесью органического вещества (аQ)	1,94	18	18	11,9	1,93	17	17	1,93	17	16	187	-	
2019/206/ДС190-РД-ТКР1.ТСН						3а	Суглинок галечниковый полутвёрдый (гравия, гальки до 48%) (аQ)	2,00	13	28	25,1	1,95	12	25	1,91	12	24	278	-	
						3б	Глина галечниковая мягкопластичная (главля, гальки до 49%) (аQ)	1,87	11	9	13,34	1,86	10	9	1,86	10	8	198	-	
						4	Глина дресвяная полутвёрдая (дресвы, щебня до 49%) (dQ)	1,90	12	36	26,8	1,89	12	35	1,88	11	34	271	-	
						5а	Гравийный грунт с суглинистым твёрдым заполнителем (заполнителя до 50%) (аQ)	2,24	17	25	34,45	-	17	23	-	17	22	400	-	
						5б	Гравийный грунт с суглинистым тугопластичным заполнителем (заполнителя до 49%) (аQ)	-	17	10	29,65	-	17	9	-	17	9	400	-	
						5в	Гравийный грунт с песчаным заполнителем (заполнителя до 49%) (аQ)	-	-	-	45,18	-	-	-	-	-	-	-	500	-
						6	Глина лёгкая пылеватая полутвёрдая (dQ)	1,94	18	42	21,7	1,91	17	39	1,89	16	37	321	-	
						8а	Глина дресвяная полутвёрдая (дресвы, щебня до 48%) (еP)	2,02	13	34	21,1	2,01	12	32	2,00	12	31	369	-	
						8а-1	Глина дресвяная полутвёрдая (дресвы, щебня до 46%) (P)	2,01	13	31	20,0	2,00	12	29	2,00	12	28	351	-	
						8б	Глина щебенистая тугопластичная (дресвы, щебня до 48%) (еP)	2,00	11	21	17,7	1,99	10	20	1,98	10	19	310	-	
						8б-1	Глина щебенистая тугопластичная (дресвы, щебня до 50%) (P)	2,02	12	20	19,1	2,01	11	19	2,00	11	18	333	-	
						9а	Суглинок щебенистый тугопластичный (дресвы, щебня до 50%) (еP)	2,00	13	16	20,9	1,98	13	15	1,97	12	14	224	-	
						9б	Суглинок щебенистый твердый (дресвы, щебня до 49%) (P)	2,09	15	42	24,4	2,07	15	40	2,05	15	39	297	-	
						10	Доломит средней прочности (P)	2,22	-	-	-	2,21	-	-	2,21	-	-	-	35,48	
						11	Песчаник очень низкой прочности (P)	1,97	-	-	-	1,96	-	-	1,95	-	-	-	0,10	
						12	Ангидрит средней прочности (P)	2,81	-	-	-	2,75	-	-	2,71	-	-	-	39,67	
					5в	Гравийный грунт с песчаным заполнителем (заполнителя до 49%) (аQ)	-	-	-	45,18	-	-	-	-	-	-	-	500	-	
					6	Глина лёгкая пылеватая полутвёрдая (dQ)	1,94	18	42	21,7	1,91	17	39	1,89	16	37	321	-		
					8а	Глина дресвяная полутвёрдая (дресвы, щебня до 48%) (еP)	2,02	13	34	21,1	2,01	12	32	2,00	12	31	369	-		

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

Изм.	
Копия	
Лист	
№ док	
Подп.	
Дата	

2019/206/ДС190-РД-ТКР1.ТСН

Примечания:

1) Рекомендуемые нормативные и расчетные значения плотностей, C , ϕ грунтов ИГЭ-1а-1, ИГЭ-1б, ИГЭ-1в, ИГЭ-1в-1, ИГЭ-1г, ИГЭ-1г-1, ИГЭ-1г-2, ИГЭ-2а, ИГЭ-2б, ИГЭ-2б-1, ИГЭ-2в, ИГЭ-2в-1, ИГЭ-2г, ИГЭ-2г-1, ИГЭ-6 приведены по лабораторным данным;

2) Рекомендуемые нормативные и расчетные значения плотностей грунтов ИГЭ-3а, ИГЭ-3б, ИГЭ-4, ИГЭ-5а, ИГЭ-8а, ИГЭ-8а-1, ИГЭ-8б, ИГЭ-8б-1, ИГЭ-9а, ИГЭ-9б, ИГЭ-10, ИГЭ-11, ИГЭ-12 приведены по лабораторным данным;

3) Рекомендуемые нормативные значения C , ϕ грунтов ИГЭ-3а, ИГЭ-3б, ИГЭ-4, ИГЭ-5а, ИГЭ-5б приведены согласно «Методике оценки прочности и сжимаемости крупнообломочных грунтов с пылеватым и глинистым заполнителем»;

4) Рекомендуемые нормативные значения C , ϕ , E грунтов ИГЭ-8а, ИГЭ-8а-1, ИГЭ-8б, ИГЭ-8б-1, ИГЭ-9а, ИГЭ-9б приведены согласно «Методике оценки прочности и сжимаемости крупнообломочных грунтов с пылеватым и глинистым заполнителем»;

5) Рекомендуемый модуль деформации E грунтов ИГЭ-1а-1, ИГЭ-1б, ИГЭ-1б-1, ИГЭ-2а, ИГЭ-2б, ИГЭ-2б-1, ИГЭ-6 приведен по лабораторным данным для грунтов в водонасыщенном состоянии с учетом поправочного коэффициента m_{oed} , полученного по результатам сопоставления штамповых испытаний;

6) Рекомендуемый модуль деформации E грунтов ИГЭ-1в, ИГЭ-1в-1, ИГЭ-1г, ИГЭ-1г-1, ИГЭ-1г-2, ИГЭ-2в, ИГЭ-2в-1, ИГЭ-2г, ИГЭ-2г-1 приведен по лабораторным данным для грунтов в естественном состоянии с учетом поправочного коэффициента m_{oed} , полученного по результатам сопоставления штамповых испытаний;

7) Рекомендуемый модуль деформации E грунтов ИГЭ-3а, ИГЭ-3б, ИГЭ-4, ИГЭ-5а, ИГЭ-5б, ИГЭ-5в приведен по результатам штамповых испытаний;

8) Предел прочности на одноосное сжатие грунтов ИГЭ-10, ИГЭ-11, ИГЭ-12 принят по лабораторным данным для грунтов в водонасыщенном состоянии;

Расчетные сопротивления грунтов ИГЭ-3а, ИГЭ-3б, ИГЭ-3в приведены согласно таблице Б.1 СП 22.13330.2016, для остальных грунтов согласно таблицам Б.3, Б.8 СП 22.13330.2016 методом интерполяции

4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта

В период изысканий (июль-сентябрь 2023 г.) до исследуемой глубины 5,0-80,0 м встречен горизонт подземных вод четвертичных отложений и горизонт подземных вод, приуроченный к пермским отложениям. Первый водоносный горизонт четвертичных делювиальных отложений встречен на глубине 4,9-5,4 м (166,91-167,55 абс. м БС), установившийся уровень на тех же отметках.

Подземные воды четвертичных аллювиальных отложений встречены на площадках кустов скважин №№399 (площадка для электрооборудования УНУ ППД), 806 бис (канализационная емкость для сбора дождевых и талых вод), 7005 (емкость для сбора дождевых и талых вод с территории площадки в границах обвалования $V=40\text{м}^3$), 7008 (площадка водозаборной скважины) и по трассе Вл-бкВ на куст №399 на участке ПК6+17.42-ПК6+57.48. Воды встречены на глубинах 0,2-13,0 м, отметки появившегося уровня 123,11-198,71 м, отметки установившегося уровня 122,81-198,71 м.

По химическому составу подземные воды гидрокарбонатно-магниево-кальциевые с общей минерализацией 0,48-0,62 г/л.

Согласно таблице В.3 СП 28.13330.2017 подземные воды по выщелачивающей, уголекислотной и общекислотной 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 существующего водоносного горизонта на 0,2-1,0 м выше от замеренного на период изысканий.

Воды пермских коренных отложений встречены на площадках кустов скважин №№16н, 399, 806, 7005, 7008, 7001, 4345. Воды встречены на глубине 15,0-55,6 м, абсолютные отметки появившегося уровня 104,31-189,72 м. Водовмещающими породами являются сильновыветрелые песчаники и аргиллиты (ИГЭ-8а, ИГЭ-9б, ИГЭ-9а, ИГЭ-11). В скважине №56В напор подземных вод составил 18,5 м, в скважине №170В напор подземных вод составил 29,6 м, в остальных скважинах горизонт подземных вод коренных отложений не имеет напор.

Подземные воды по химическому составу гидрокарбонатные кальциевые с общей минерализацией 0,47-0,49 г/л.

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

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

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

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH					Лист
					9

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 существующего водоносного горизонта на 0,5-1,0 м выше от замеренного на период изысканий.

По трассам нефтегазосборных и выкидных трубопроводов подземных вод не встречено.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH			10

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно заданию на проектирование и техническим условиям служб ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (см. том 1 2019/206/ДС190-PD-PZ), настоящей проектной документацией предусматривается обустройство добывающих скважин на новых кустовых площадках №№4345,7001,7005,7005 и на существующих кустовых площадках №№16н,399,400,404,806 Кокуйского месторождения, сбор и транспорт нефти с данных скважин.

Проектная документация на промысловые трубопроводы разработана на основании:

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534.

К промысловым трубопроводам относятся:

Первый этап:

- нефтегазосборный трубопровод «Куст №399 – ДНС-1005» на участке от задвижки на выходе с куста 399 до ограждения ДНС-1005.

Второй этап:

- нефтегазосборный трубопровод «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005» на участке от задвижки на выходе из проектируемой АГЗУ на кусте 400 до точки врезки в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005».

Седьмой этап:

- нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006» на участке от задвижки на выходе с куста 7008 до ограждения ДНС-1006.

Восьмой этап:

- нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» на участке от задвижки на выходе с куста 7005 до точки врезки в трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006».

Десятый этап:

- нефтегазосборный трубопровод «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» на участке от задвижки на выходе с куста 7001 до точки врезки в трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006».

Парциальное давление сероводорода для продукции, транспортируемой по:

- нефтегазосборному трубопроводу «Куст №399 – ДНС-1005» составляет 8000 Па (при 4,0 МПа);

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- нефтегазосборному трубопроводу «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005» составляет 8000 Па (при 4,0 МПа);
- нефтегазосборному трубопроводу «Куст №7008 – ДНС-1006» составляет 30000 Па (при 4,0 МПа);
- нефтегазосборному трубопроводу «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» составляет 30000 Па (при 4,0 МПа);
- нефтегазосборному трубопроводу «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» составляет 30000 Па (при 4,0 МПа).

Транспортируемый по данным трубопроводам продукт – нефть с газовым фактором менее 300 м³/т и содержащая сероводород согласно [ГОСТ Р 55990-2014](#) относится к категории б.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 все проектируемые нефтегазосборные трубопроводы относятся к III классу категории Н1.

Проектируемым нефтегазосборным трубопроводам «Куст №399 – ДНС-1005» и «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005 целиком присваивается категория В, как трубопроводам, транспортирующим сероводородсодержащий продукт (категория б) и прокладываемым по территориям, подверженным карстовым явлениям.

Категории участков остальных проектируемых промышленных нефтегазосборных трубопроводов приняты в соответствии с таблицей 5 ГОСТ Р 55990-2014 и приведены в Таблица 5.1 и в графической части тома 2.2 (2019/206/ДС190-PD-РРО2).

Таблица 5.1 - Категории участков проектируемых промышленных нефтегазосборных трубопроводов

Наименование участков	Категория участков по ГОСТ Р 55990-2014
- узлы пуска и приема очистных устройств, узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним	В
- пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации;	С
- переходы через автомобильные дороги общего пользования IV и V категории, внутрипромысловые автодороги, включая участки длиной не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна	С

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Сведения о проектной мощности промышленных трубопроводов приведены в Таблица 6.1:

Таблица 6.1 – Проектная мощность линейного объекта

Показатели	Проектная мощность по жидкости, м ³ /сут	Проектная мощность по нефти, т/сут
Первый этап		
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №399 – ДНС-1005»	34,6*	19,6*
Второй этап		
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005»	68,1**	45,4**
Седьмой этап		
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006»	111,4	76,9
Восьмой этап		
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	30,1	20,6
Девятый этап		
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	45,9***	32,2***

* - с учетом объемов добычи существующей скважины №97.

** - с учетом объемов добычи существующих скважин №№2570,2571.

*** - с учетом объемов добычи существующих скважины №314.

7 Показатели и характеристики линейного объекта

7.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Транспорт нефти предусматривается по однотрубной герметизированной схеме.

Принципиальная технологическая схема приведена на листе 2019/206/ДС190-PD-ТКР1.GCH-1.

Взам. инв. №					
	Подп. и дата				
Инв. № подл.					
2019/206/ДС190-PD-ТКР1.TCH					13
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Продукция обустраиваемых добывающих скважин кустов №№399, 404,806,16н,4345,7008,7005,7001 под давлением, создаваемым штанговыми насосами, по выкидным трубопроводам поступает на узлы замера с СКЖ, размещаемые на приустьевых площадках скважин. После замера дебита водонефтегазовая эмульсия с кустов по проектируемым нефтегазосборным трубопроводам направляется до точек врезки в существующие трубопроводы для последующего транспорта на ДНС-1005 и ДНС-1006.

Проектом предусматривается реконструкция обвязки существующих скважин №336 (куст №4345), №№97 (куст №399) с установкой СКЖ для возможности замера индивидуального дебита по каждой скважине.

Продукция обустраиваемых добывающих скважин расширяемого куста №400 по проектируемым выкидным трубопроводам поступает на проектируемую замерную установку АГЗУ. Так же проектом предусматривается подключение к проектируемой АГЗУ существующих скважин №№2570,2571, расположенных на кусте №400. После замера дебита по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу водонефтегазовая эмульсия поступает на ДНС-1005.

В соответствии с заданием на проектирование для проектируемых скважин предусматривается один способ эксплуатации - погружным штанговым насосом (ШГН) с приводом от станка-качалки типа ПШСН 80-3-40.

Температура транспорта водонефтегазовой эмульсии +5÷+20°С.

Для очистки от АСПО полости нефтегазосборных трубопроводов «Куст №399 – ДНС-1005», «Куст №7008 – ДНС-1006», «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» предусмотрены устройства запуска и приема очистных устройств. После окончания операций по запуску/приему очистных устройств откачка нефтесодержащей жидкости из внутренней полости устройств предусмотрена вакуумной автоцистерной типа АКН-10 через герметичную, закрытую дренажную систему, обеспечивающую полный слив токсичной и взрывопожароопасной жидкости. Слив производится через герметичный маслобензостойкий рукав с БРС, с последующим вывозом, герметичным сливом через рукав в дренажную емкость на УППН «Кокуй».

Проектные решения по устройствам запуска и приема очистных устройств приведены в томе 4.3.3 (2019/206/ДС190-PD-ПЛО.ИОС3).

Очистка полости остальных выкидных и нефтегазосборных трубопроводов предусматривается методом периодических промывок в виду их небольшой протяженности.

Промывка горячей водой или нефтью предусматривается периодически, в зависимости от роста давления в трубопроводах, согласно графику по очистке трубопроводов. Для проведения промывки в обвязке устьев скважин устанавливаются штуцеры с запорным клапаном DN20 PN4,0МПа для ввода горячей жидкости. Горячая жидкость доставляется в автоцистернах с УППН «Кокуй». При промывке горячая жидкость закачивается в трубопровод и затем транспортируется вместе с продукцией скважин. Необходимый объем горячей жидкости для промывки трубопроводов составляет:

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

14

Первый этап. Куст №399 – 1,9 м³;
 Второй этап. Куст №400 – 9,5 м³;
 Третий этап. Куст №404 – 0,4 м³;
 Четвертый этап. Куст №806 – 5,0 м³;
 Пятый этап. Куст №16н – 1,6 м³;
 Шестой этап. Куст №4345 – 1,7 м³;
 Седьмой этап. Куст №7008 – 0,9 м³;
 Восьмой этап. Куст №7005 – 14,2 м³;
 Девятый этап. Куст №7001 – 0,8 м³;
 Количество промывок - 5 в год.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH			15

Начало, конец, а также протяженность линейной части нефтегазосборных трубопроводов указана в Таблица 7.1.

Таблица 7.1 – Протяженность линейной части проектируемых трубопроводов.

Наименование трубопровода	Пикеты по трассе		Протяженность, км
	Начало	Конец	
Первый этап			
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №399 – ДНС-1005»	Отключающая задвижка на выходе с куста №399	ДНС-1005	1,246
Второй этап			
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005»	Отключающая задвижка на выходе из проектируемой АГЗУ куста №400	т.врезки в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005»	0,095
Седьмой этап			
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006»	Отключающая задвижка на выходе с куста №7008	ДНС-1006	5,927
Восьмой этап			
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	Отключающая задвижка на выходе с куста №7005	т.врезки в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»	0,541
Девятый этап			
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	Отключающая задвижка на выходе с куста №7001	т.врезки в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»	1,094

7.1.1 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет произведен в программном комплексе «ИСТП».

Исходные данные и результаты гидравлического расчета системы транспорта приведены в томе 1 (2019/206/ДС190-PD-PZ), а так же на листах 2019/206/ДС190-PD-ТКР1.GCH-1,2.

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора Кокуйского месторождения, с учетом 20 % запаса по загрузке, при типоразмере выкидных трубопроводов DN80, нефтегазосборного трубопровода «Куст №7008 – ДНС-1006» DN100 и остальных нефтегазосборных трубопроводов DN80 расчетные давления на объектах системы сбора Кокуйского месторождения не превышают значений максимально разрешенного давления.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-ТКР1.TCH

Лист

16

Для строительства нефтегазосборного трубопровода «Куст №7008 – ДНС-1006» рекомендуется использовать трубу типоразмером DN100, для остальных нефтегазосборных трубопроводов рекомендуется использовать трубу типоразмером DN80.

Расчетное давление нефтегазосборного трубопровода согласно техническим условиям ОТТ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» принято 4,0 МПа - максимальное давление, при котором возможна нормальная работа подключаемого оборудования.

Рабочее давление и максимально допустимое рабочее давление нефтегазосборного трубопровода принято 4,0 МПа.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH			17

7.1.2 Расчет толщины стенки

При определении толщины стенки труб определяющей нагрузкой принято внутреннее давление жидкой транспортируемой среды.

Расчет толщины стенки труб для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, выполнен по формуле [ГОСТ Р 55990-2014](#), п. 12.2.2:

$$t = \frac{\gamma_{fp} p_n d_e}{2 * R_{ys}}$$

где R_{ys} – расчетное сопротивление трубы, МПа.

Для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, расчетное сопротивление трубы рассчитывается по формуле:

$$R_{ys} = \frac{\gamma_{ds}}{\gamma_n \gamma_{my}} \sigma_y, \text{ где}$$

Добавка к толщине стенки на общую коррозию не учитывается, поскольку предусматриваются трубы с внутренним и наружным противокоррозионным покрытием.

Согласно федеральному закону №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», статья 16, п. 4, учитываются возможные отклонения геометрических параметров от их номинальных значений.

Согласно п. 5 Таблице 3 ГОСТ 8732-78 предельное минусовое отклонение по толщине стенки труб при толщине стенки до 15 мм составляет 15%. Согласно п. 1.8 ГОСТ 20295-85 предельные отклонения по толщине стенки труб должны соответствовать допускам на толщину металла, предусмотренным ГОСТ 19903-74 для максимальной ширины листовой и рулонной стали. Согласно таблице 3 ГОСТ 19903-74 минусовой допуск для максимальной ширины листовой и рулонной стали толщиной 5 мм составляет -0,50 мм.

Исходные данные для расчета приведены в Таблица 7.2, результаты расчета приведены в Таблица 7.3.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH			18

Таблица 7.2 – Исходные данные для расчета толщины стенки трубопровода

Обозначение	Описание	Источник	Значение
γ_{fp}	коэффициент надежности по нагрузке	ГОСТ Р 55990-2014, таблица 11	1,2
p	максимальное рабочее давление, МПа	-	4,0
D	наружный диаметр трубы, мм	по гидравлическому расчету	89,114
σ_y	нормативный предел текучести, МПа	для стали 20	245
γ_{ds}	коэффициент условий работы для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты	ГОСТ Р 55990-2014, таблица 14	0,510; 0,637
γ_{my}	коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести	ГОСТ Р 55990-2014, п.12.1.8	1,15
γ_n	коэффициент надежности по ответственности трубопровода	ГОСТ Р 55990-2014, п.12.1.6	1,1

Таблица 7.3 – Результаты расчета толщины стенки трубопроводов

D , мм	R_{ys} , МПа	t , мм	Минусовой допуск на изготовление труб, мм	Минимальная расчетная t_d , мм	t принятая, мм
<i>Первый этап. Нефтегазосборный трубопровод «Куст №399 – ДНС-1005»</i>					
89	123,4	1,48	0,75	1,73	5,0
<i>Второй этап. Нефтегазосборный трубопровод «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 – ДНС-1005»</i>					
89	123,4	1,48	0,75	1,73	5,0
<i>Седьмой этап. Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006»</i>					
114	98,8	1,48	0,50	2,77	5,0
<i>Восьмой этап. Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»</i>					
89	123,4	1,48	0,75	1,73	5,0
<i>Девятый этап. Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»</i>					
89	98,8	1,48	0,75	2,16	5,0

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Для строительства линейной части выкидных и нефтегазосборных трубопроводов принимаем трубы с внутренним и внешним покрытием $\varnothing 89 \times 5$ мм, $\varnothing 114 \times 5$ мм (т.е. проектом принята труба с усиленной толщиной стенки) согласно унифицированному сортаменту труб для строительства, реконструкции и капитального ремонта промышленных трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

7.1.3 Расчет безопасного ресурса эксплуатации нефтегазосборных и выкидных трубопроводов (линейная часть)

Ресурс трубопровода определяется по формуле:

$$\tau = \frac{\delta_n - \delta_{отб}}{v_{cp}}, \text{ год}$$

где δ_n - номинальная толщина стенки трубопровода, мм;

$\delta_{отб}$ - отбраковочная толщина стенки, мм;

v_{cp} - средняя скорость коррозии. Ориентировочная скорость коррозии 0,08 мм/год (см. Приложение Б5).

Отбраковочная толщина стенки принимается по большему значению из расчетной толщины стенки (как минимально возможная толщина стенки исходя из условия прочности) и наименьшей толщины стенки промышленного трубопровода, приведенной в таблице 1 Приложения №8 ФНИП №534 от 15.12.2020).

Исходные данные и результаты расчета ресурса трубопроводов приведены в Таблица 7.4.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH			

Таблица 7.4 - Исходные данные и результаты расчета ресурса трубопроводов

Наружный диаметр Dн, мм	Максимальное рабочее давление, МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Наименьшая отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Ресурс трубопровода, лет
<i>Первый этап. Нефтегазосборный трубопровод «Куст №399 – ДНС-1005»</i>						
89	4,0	1,73	20	20	5,0	37,5
<i>Второй этап. Нефтегазосборный трубопровод «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005»</i>						
89	4,0	1,73	20	20	5,0	37,5
<i>Седьмой этап. Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006»</i>						
114	4,0	2,77	20	28	5,0	27,5
<i>Восьмой этап. Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»</i>						
89	4,0	1,73	20	20	5,0	37,5
<i>Девятый этап. Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»</i>						
89	4,0	2,16	20	22	5,0	35

Назначенный срок эксплуатации, согласно ТУ ОТТ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», составляет 25 лет.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH	Лист	21

7.2 Обоснование материального исполнения и противокоррозионной защиты труб

Проектные решения приняты согласно заданию на проектирование, техническим условиям заказчика, требованиям к охране окружающей природной среды и действующим нормам и правилам технологического проектирования.

При выборе типа труб для строительства проектируемых трубопроводов учитывались следующие факторы:

- назначение и тип трубопроводов;
- свойства и рабочие параметры транспортируемой среды;
- сортамент труб и соединительных деталей, выпускаемых отечественными заводами;
- требования действующих нормативных документов.

В соответствии с п 6.3 ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования» продукты с содержанием сероводорода выше 300 Па вызывают сульфидно-коррозионного растрескивания трубопроводов (парциальное давление сероводорода в транспортируемом продукте приведено в разделе 5 данного тома).

Согласно п. 1460 и Таблице №1 Приложения №4 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, для оборудования, подверженного воздействию сернистого сероводорода, при абсолютном давлении более 18,6 кгс/см² и объемной концентрации сероводорода более 0,075% должно применяться оборудование и материалы, стойкие к СКР.

В соответствии с п. 5.8 ГОСТ Р 58367-2019 для защиты трубопроводов и фасонных деталей трубопроводов от сульфидно-коррозионного растрескивания (СКР) предусмотрено внутреннее антикоррозионное покрытие. Внутреннее антикоррозионное двухслойное покрытие состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски, стойким с СКР. Для защиты внутренней зоны сварного шва применяются втулки CPS с полимерным покрытием, стойким с СКР.

Строительство линейной части нефтегазосборных трубопроводов диаметром 89x5 мм предусматривается из труб стальных бесшовных горячедеформированных по [ГОСТ 8732-78](#) из стали 20, группа В (класс прочности K42) по [ГОСТ 8731-74](#) с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Строительство линейной части нефтегазосборного трубопровода диаметром 114x5 мм предусматривается из труб стальных прямошовных по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класса прочности K42 (труба тип 1 114x5-K42), с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками.

Надземные участки предусматриваются из этих же труб, но без наружной полиэтиленовой изоляции.

Фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы), ГОСТ 17376-2001 (тройники) и ГОСТ 17378-2001 (переходы) с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, а так же гнутые отводы с радиусом гиба 5Ду с наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, с подготовкой концов под установку защитных втулок. Материал – сталь 20. Для установки защитных втулок CPS на концах деталей трубопроводов привариваются катушки длиной 100 мм для трубопроводов $\varnothing 89 \times 5$ мм и 115 мм для трубопроводов $\varnothing 114 \times 5$ мм.

Для подземных неизолированных деталей нефтегазосборных трубопроводов предусмотрена изоляция наружной поверхности термоусаживающейся лентой «ТИАЛ-Л» по ТУ 2293-004-58210788-2005.

Изоляция наружной поверхности зоны сварных стыков всех подземных стальных трубопроводов предусмотрена манжетами термоусаживающимися «ТИАЛ-М80» по ТУ 2293-007-58210788-2006 в комплекте с замковой пластиной ТИАЛ-ЗП.

Все стальные трубы должны иметь сертификат качества продукции, в котором должны быть указаны следующие данные:

- химический состав;
- прочностные свойства стали;
- ударная вязкость KCU основного металла и металла сварного шва для труб с толщиной стенки 6 мм и более при температуре минус 60° С;
- сведения о гидроиспытаниях, проведенных на заводе-изготовителе.

Требования к механическим свойствам и химическому составу материала стальных труб приведены в Таблица 7.5, Таблица 7.6.

Таблица 7.5 – Механические свойства основного металла труб

Класс прочности	Временное сопротивление σ_b МПа (кгс/мм ²)	Предел текучести, σ_T МПа (кгс/мм ²)	Относительное удлинение, δ_5 , %
	не менее		
К42	412 (42)	245 (25)	21

Таблица 7.6 – Химический состав основного металла труб

Класс прочности	Массовая доля элементов, не более, %							
	C	Si	Mn	S	P	Cr	Ni	Cu
К42	0,17-0,24	0,17-0,37	0,35-0,65	<0.04	<0.035	<0,25	<0,30	<0,30

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Основные характеристики применяемых стальных труб по ГОСТ 8732-78:

- предельные отклонения по наружному диаметру - $\pm 1,25$ %;

- предельные отклонения по толщине стенки - $+12,5$ %; -15 %;

- предельные отклонения по внутреннему диаметру не должны превышать предельных отклонений по наружному диаметру;

- допускаемое отклонение по торцам - $\pm 1,5$ мм;

- неразрушающий контроль (основной металл) - УЗК поверхности на сплошность;

- овальность торцов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру) не должна превышать 1 % от номинального наружного диаметра;

- кривизна труб не должна превышать 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна труб не должна превышать 0,2 % от длины трубы.

Основные характеристики применяемых стальных труб по ГОСТ 20295-85:

- предельные отклонения по наружному диаметру корпуса и торцов труб типа 1 - $\pm 1,1$ мм для труб $\varnothing 114$;

- предельные отклонения по толщине стенки - $+0,20$ мм; $-0,40$ мм для труб $\varnothing 159$;

- овальность торцов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметрами в одном сечении к номинальному диаметру) не должна выводить их размеры за предельные отклонения к наружному диаметру трубы ($\pm 1,1$ мм для труб $\varnothing 114$);

- кривизна труб не должна превышать 1,5 мм на 1 п.м. длины, а общая кривизна труб не должна превышать 0,2 % от длины трубы.

Срок службы трубопроводов с заводской изоляцией составляет не менее 25 лет.

Сведения о нагрузках, физические характеристики стали труб и коэффициенты надежности по материалу, назначению трубопровода, по нагрузке, принятых для расчета, приведены в расчете толщины стенки труб.

Потребность в трубах, расчетная толщина стенки, характеристика рекомендуемых труб приведены Таблица 7.7.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH		24	

Таблица 7.7 – Характеристика рекомендуемых труб

Наименование трубопровода	Характеристика рекомендуемых труб						Протяженность, км	Примечание
	ГОСТ, ТУ	Материал	σ_t , МПа	Наружный диаметр, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная толщина стенки, мм		
Первый этап								
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №399 – ДНС-1005»	ГОСТ 8732-78	Сталь 20 (К42)	412 (42)	89	5	1,73	1,277 (в т.ч. 1,246 линейная часть)	Труба стальная бесшовная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
Второй этап								
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №400 – т.вр. в тр-д «ГЗУ-1012 - ДНС-1005»	ГОСТ 20295-85	Сталь 20 (К42)	412 (42)	89	5	1,73	0,097 (в т.ч. 0,095 линейная часть)	Труба стальная бесшовная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
Седьмой этап								
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7008 – ДНС-1006»	ГОСТ 20295-85	Сталь 20 (К42)	412 (42)	114	5	2,77	6,046 (в т.ч. 5,927 линейная часть)	Труба стальная прямошовная ø114x5 по ГОСТ 20295-85 из стали 20, класс прочности К42 (труба тип 1 114x5-К42), с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа, с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
Восьмой этап								
Нефтегазосборный	ГОСТ	Сталь 20	412	89	5	1,73	0,571 (в	Труба стальная бесшовная Ø89x5,0 мм по
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH		
								Лист
								25

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

Наименование трубопровода	Характеристика рекомендуемых труб						Протяженность, км	Примечание
	ГОСТ, ТУ	Материал	σ_t , МПа	Наружный диаметр, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчетная толщина стенки, мм		
ный трубопровод «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	8732-78	(К42)	(42)				т.ч. 0,541 линейная часть)	ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками

Девятый этап

Нефтегазосборный трубопровод «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»»	ГОСТ 8732-78	Сталь 20 (К42)	412 (42)	89	5	2,16	1,166 (в т.ч. 1,094 линейная часть)	Труба стальная бесшовная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20 (класс прочности К42) с наружным трехслойным покрытием на основе экструдированного полиэтилена с внутренним эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками
--	------------------------------	----------------	----------	----	---	------	-------------------------------------	--

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH					
Лист					
26					

7.3 Технологическая характеристика линейных объектов. Обеспечение надежности и устойчивости трубопроводов

Прохождение промышленного трубопровода принято в соответствии с техническими условиями ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и актом выбора земельных участков. Трасса трубопроводов принята по оптимальному пути от и до точек врезки в существующую систему сбора нефти.

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

Трубопроводы прокладываются подземно за исключением узлов врезок и обвязки устройств запуска и приема очистных устройств.

Глубина заложения нефтегазосборных трубопроводов на линейной части принята исходя из следующих условий:

- в местах пересечения автодорог (опасные участки) - не менее 1,4 м от поверхности полотна дороги до верхней образующей защитного кожуха
- при пересечении проектируемых трубопроводов с существующими подземными коммуникациями расстояние в свету принято не менее 0,35 м;
- при пересечении с кабелями ЭХЗ расстояние в свету принято не менее 0,5 м.

Глубина заложения нефтегазосборных трубопроводов на остальных участках принята не менее 1,70 м от поверхности земли до верха трубы, прокладываемой в глинах и суглинках, исходя из условия прохождения трубопровода ниже глубины промерзания пучинистого грунта (все трассы нефтегазосборных трубопроводов проходят в пучинистых грунтах) для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы.

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

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

Расстояние от проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принято в соответствии с п. 8.6 ГОСТ Р 55990-2014 не менее 5 м между осями до параллельно проложенных существующих и проектируемых трубопроводов диаметром DN80, DN100, DN150.

- до параллельно проложенных проектируемых и существующих автодорог не менее 10 м до подошвы насыпи;
- до параллельно проложенных проектируемых ВЛ- 6кВ не менее 10 м от крайнего неотклоненного провода;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- до фундаментов опор ЛЭП при их взаимном пересечении не менее 5 м.

Переходы трубопроводов через технологические проезды с грунтовым покрытием и существующие автодороги с гравийным покрытием являются опасными участками, переходы осуществляются открытым способом.

Все переходы через автодороги и технологические проезды предусмотрены с устройством защитных кожухов из стальных труб $\varnothing 325 \times 10$ мм (для трубопроводов $\varnothing 89 \times 5$) и $\varnothing 377 \times 10$ мм (для трубопроводов $\varnothing 114 \times 5$) по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80, сталь 10 группы В. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Для защиты наружного покрытия трубопровода от механических повреждений, при протаскивании в кожухах, применяются предохранительные изолирующие диэлектрические кольца «Спейсеры». На концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна до края кожуха.

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

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

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы «Куст №7008 – ДНС-1006», «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» и «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» пересекают ВЛ 35кВ ОАО «МРСК-Урала». В соответствии с техническими условиями ОАО «МРСК-Урала» - филиал Пермэнерго угол пересечения проектируемого нефтегазосборного трубопровода с ВЛ 35 кВ не менее 60° . Расстояния по горизонтали при пересечении, сближении и параллельном следовании проектируемого нефтегазосборного трубопровода от заземлителя или подземной части фундаментов опор ВЛ принять для ВЛ 35 КВ не менее 5 м. Для определения местонахождения подземного нефтепровода в охранной зоне ВЛ 35 кВ установить опознавательные знаки по оси трассы проектируемого нефтегазосборного трубопровода на границе охранных зон ВЛ 35 кВ.

В связи с тем, что проектируемые выкидные и нефтегазосборные трубопроводы прокладываются на территории, подверженной карстовым явлениям, предусматриваются дополнительные меры по обеспечению надежности и устойчивости трубопроводов.

Трассировка проектируемых выкидных и нефтегазосборных трубопроводов проведена с максимально возможным обходом карстоопасных участков.

Глубина прокладки трубопроводов принята ниже зоны карстовых проявлений.

Карстовые воронки, через которые проходят оси проектируемых трасс, а также расположенные в радиусе 11 м от проектируемых трасс и сооружений

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

рекомендуется тщательно засыпать глинистым грунтом экскаватором - и бульдозером с послойным уплотнением грунта.

Нефтегазосборным трубопроводам, прокладываемым по территориям, подверженным карстовым явлениям, присваивается повышенная категория участков, что обеспечивает повышение надежности технологических коммуникаций);

В состав эксплуатационных противокарстовых мероприятий (элементов карстомониторинга) входят:

а) постоянный геодезический контроль за оседанием земной поверхности и деформациями сооружений;

б) повторяющееся строительное обследование сооружений и их элементов;

в) контроль за выполнением противокарстовых мероприятий;

г) наблюдения за карстопроявлениями, состоянием грунтов;

д) разработка мероприятий по быстрой ликвидации или предупреждению возможных последствий при проявлении карстовых деформаций.

В карстомониторинг включены:

а) площадная рекогносцировка;

б) обследование карстопроявлений;

в) режимные гидрогеологические наблюдения;

г) геодезические измерения на местности и контроль за деформациями сооружений.

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

Согласно п. 9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 в точках подключения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов к существующим трубопроводам предусматриваются отключающие задвижки с ручным управлением и обратный клапан на подключаемом трубопроводе. Подключение предусматривается надземным.

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

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

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Материал задвижек принят согласно типовому альбому индивидуальных параметров арматуры категории №1 (Задвижки стальные для промышленных и технологических трубопроводов), утвержденному Вице-президентом ПАО «ЛУКОЙЛ» по добыче нефти и газа в России С.А. Кочкуровым 27.08.2021 г.

Согласно типовому альбому, задвижки выбраны для среды с содержанием $H_2S < 6\%$. Материал деталей арматуры является стойким к СКР.

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

Калитка оборудуется надежным запорным устройством. На ограждении закрепляется запрещающий знак «Проход запрещён», указательные надписи, а также предусматривается табличка со схемой узла согласно требованиям СТП 06-016-005-02 «Оснащение производственных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ» предупредительными знаками безопасности и надписями».

Надземная часть узла врезки предусматривается из стальных труб, с последующим заземлением труб и арматуры.

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

По трубопроводам «Куст №399 – ДНС-1005», «Куст №7008 – ДНС-1006», «Куст №7005 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»», «Куст №7001 – т.вр. в тр-д «Куст №7008 – ДНС-1006»» транспортируется продукт с температурой застывания $5^{\circ}C$. Для исключения замерзания продукта во время простоев для данных трубопроводов предусматривается теплоизоляция надземных участков. Для труб применяются изделия теплоизоляционные из негорючего материала – базальтового волокна на синтетическом связующем, для механической защиты теплоизоляции используется оцинкованное железо толщиной не менее 0,7 мм. Толщина теплоизоляции – 60 мм. В теплоизоляции труб предусмотрены окна для проведения диагностирования трубопроводов. На арматуру устанавливают короб-бокс съемный (на защелках) из стали тонколистовой оцинкованной (толщиной 0,7 мм), с внутренним утеплителем из базальтового волокна (толщиной 50 мм) на синтетическом связующем.

Для остальных трубопроводов теплоизоляция надземных участков трубопроводов не предусматривается в виду его малой протяженности. Подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для защиты оборудования и неизолированных трубопроводов от блуждающих токов в местах опусков трубопроводов в землю в начале и конце трассы предусмотрена установка изолирующих монолитных муфт.

Обозначение участка нефтепровода на местности предусматривается путем установки указательных знаков в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с указанием всех параметров трубопровода в начале и

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

30

конце трассы, на углах поворота в горизонтальной плоскости и на переходах трубопровода через автодороги.

Для соединения стальных труб применяется электродуговая сварка. Сварка труб и контроль сварных соединений выполняются в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 006-89. Применяемые сварочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва и основного металла трубы.

Все сварные соединения стальных труб подвергаются контролю неразрушающими методами в объеме 100 % радиографическим методом.

Рабочее давление проектируемых трубопроводов принято равным 4,0 МПа.

Промысловый трубопровод после окончания строительства подвергается очистке полости, испытанию на прочность и герметичность.

Для линейных трубопроводов предусматривается гидравлический способ испытания на прочность и герметичность. Очистку внутренней полости нефтепровода - промывку водой и гидравлическое испытание - выполнить в соответствии с требованиями ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание». В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопроводов 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.

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

Очистка внутренней полости трубопроводов 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 согласно ГОСТ Р 55990-2014.

Требования к испытаниям на прочность участков стальных трубопроводов приведены в Таблица 7.8.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Таблица 7.8 – Требования к испытаниям трубопроводов

Тип испытания и характеристика его этапов	Давление испытания в верхней точке, МПа	Продолжительность, ч	Категория участка (по табл.4 ГОСТ Р 55990-2014)	Характеристики участков
	Способ испытаний			
	гидравлический	гидравлический		
1 Испытание в два этапа Первый этап: - после укладки и засыпки или крепления на опорах. Второй этап: - одновременно с испытанием трубопровода	1,5 P _{раб.} для категории В 1,25 P _{раб.} для категории С	6	В	Узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м;
	1,1 P _{раб.}	12	В	Трубопроводы, прокладываемые по подрабатываемым территориям и территориям, подверженным карстовым явлениям
			С	Переходы через автомобильные дороги общего пользования IV и V категории, внутрипромысловые автодороги, включая участки длиной не менее 25 м каждый по обе стороны дороги от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна
			С	Пересечения с подземными трубопроводами в пределах 20 м по обе стороны от пересечения (предварительный этап испытаний гидравлическим способом)
3 Испытание в один этап одновременно с испытанием трубопровода - для трубопроводов категории Н	1,1 P _{раб.}	12	Н	Участки трубопровода, кроме указанных выше

При окончании испытания на прочность давление необходимо снизить до рабочего для проверки на герметичность.

Испытание трубопроводов производить не ранее чем через 24 часа после выполнения сварных работ на нефтепроводе.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
<p style="text-align: center;">2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH</p>							32	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

На основании ВСН 011-88 п. 3.14 время выдержки под испытательным давлением должно составлять 24 часа.

Давление на герметичность равно рабочему давлению, время выдержки должно составлять не менее 12 часов.

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

Полное вытеснение воды произвести путем закачки воздуха.

Все вышеперечисленное должно уточниться при разработке ППР.

Гидравлическое испытание трубопроводов выполнять по наряд-допуску.

При гидравлическом испытании необходимо выполнять требования п.903 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопроводов после испытаний установлены опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ: радиус опасной зоны в обе стороны от оси трубопровода – 75 м, радиус опасной зоны в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода -600 м, обозначены на местности предупредительными знаками.

Испытание трубопроводов на прочность проводить после укладки трубопровода в траншею и его присыпки на высоту не более 2-х диаметров трубы, испытание на герметичность проводить после засыпки трубопровода в траншею не ранее чем 24 часа после засыпки.

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

Необходимый объем воды для промывки и гидравлического испытания трубопроводов предусматривается привозной, из существующих водоводов месторождения с УППН «Кокуй».

Необходимый объем воды для гидравлического испытания приведен в томе 5 (2019/206/ДС190С-PD-POS).

Вода после промывки трубопроводов перекачивается в автомобиль-цистерну и вывозится на очистные сооружения на УППН «Кокуй».

7.4 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них

Пропускная способность трубопроводов принята в соответствии с прогнозируемым максимальным уровнем добычи жидкости и нефти на Осинском месторождении, при этом резервная пропускная способность не предусматривается. Для трубопроводов не предусматривается резервное

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

оборудование, резервные нитки, поскольку обеспечена возможность остановки трубопроводов без создания аварийной ситуации.

7.5 Система диагностики состояния трубопроводов

Надежность, безопасность и безаварийность работы трубопровода обеспечиваются на стадии проектирования путем выбора трасс, материалов, основных технических решений, методов и технологии строительства.

Аттестация состояния и параметров трубопровода осуществляются на стадии строительства, испытаний и приемки путем пооперационного контроля, и технадзора за качеством строительно-монтажных работ. Эти данные определяют нормативную исходную базу данных для диагностики и прогнозирования технического состояния линейной части.

Перед пуском трубопроводов в эксплуатацию необходимо провести предпусковую приборную диагностику на потенциально опасных участках трубопроводов согласно п.890 ФНиП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с целью выявления, идентификации развивающихся дефектов основного металла и сварных швов. В случае выявления дефектных участков провести дополнительный контроль одним из неразрушающих методов: ультразвуковым, рентгеновским и др.

При ином приборном (наружном) диагностировании технического состояния трубопровода может использоваться ультразвуковая измерительная установка.

Трубопроводы так же должны подвергаться, кроме указанных требований, контрольному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

Первая ревизия введенного в эксплуатацию трубопровода проводится не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

Периодичность и объемы проведения последующей ревизии устанавливаются документацией эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации в период между ревизиями, но не реже одного раза в 8 лет.

Срок последующего контроля уточняется в зависимости от результатов предыдущего контроля.

При ревизии трубопроводов необходимо выполнить:

- визуальное обследование трасс трубопроводов, всех естественных и искусственных преград с привязкой к ПК трассы;
- определение глубины залегания трубопроводов;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее 2 участков на 1 км). Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры. При необходимости производится шурфование. Размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к трубопроводу по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м;
- привязку мест неразрушающего контроля к ПК трасс;
- определение технического состояния технических устройств;
- определение диаметра трубопроводов;
- визуальный осмотр наружного защитного покрытия (определение наличия (отсутствия) наружных механических и коррозионных повреждений, измерение геометрических параметров обнаруженных повреждений с помощью измерительных инструментов (линейка, шаблон сварщика);
- ультразвуковую толщинометрию стенки трубопроводов;
- определение целостности защитного покрытия в местах контроля;
- ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений при подозрении на дефекты сварного шва по результатам ВИК;
- определение наличия или отсутствия блуждающих токов;
- определение мест повреждений изоляции;
- обследование участков пересечений трубопроводов с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны;
- определение отбраковочной толщины стенки трубопроводов;
- определение скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии.

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

8 Перечень мероприятий по энергосбережению

В данном подразделе представлены технические решения, позволяющие повысить энергоэффективность технологических объектов проектируемых кустовых площадок Кокуйского месторождения ЦДНГ-10 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – проектируемый объект) и исключить нерациональный расход энергетических ресурсов на всем сроке их эксплуатации.

Для добывающих скважин на проектируемых объектах предусматривается вариант эксплуатации штанговым глубинным насосом с приводом от станка-качалки с асинхронным электродвигателем (ШГН).

В процессе эксплуатации проектируемых объектов в качестве энергетического ресурса используется электроэнергия. Сведения о суммарной

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

потребляемой мощности электроприемников проектируемых объектов приведены в томе 4.3.1 (2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS1).

Для обеспечения требуемых показателей энергетической эффективности проектом предусмотрены следующие решения:

- мощность силового трансформатора питающих КТП выбрана с учетом оптимальной загрузки КТП для обеспечения максимального КПД трансформатора;

- для управления асинхронным приводом станка-качалки используется станция управления с преобразователем частоты, позволяющая оптимизировать режим работы станка-качалки под требуемый дебет скважины с сохранением КПД электродвигателя не менее заявленного заводом-изготовителем;

- с целью уменьшения потерь в питающем трансформаторе и кабельных линиях, вызванных токами высокой частоты, все применяемые частотные преобразователи снабжены сетевым дросселем, исключающим прохождение высших гармоник тока в питающую сеть;

- для уменьшения потерь электрической энергии в питающих линиях 10кВ и силовом трансформаторе проектом решена компенсация реактивной энергии на стороне 0,4кВ регулируемым компенсирующим устройством;

Проектной документацией в разделе электроснабжения предусмотрены следующие мероприятия по обеспечению соблюдения требований оснащенности зданий, строений, сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов:

- для учета электроэнергии, потребляемой электроприемниками проектируемых объектов, питающие КТП-10/0,4кВ укомплектованы счетчиком типа ПСЧ-4ТМ с классом точности измерения активной/реактивной мощности 0,5S/1,0.

Общий годовой расход электроэнергии для проектируемого объекта не должен превышать значений, указанных в томе 4.3.1 (2019/206/ДС190-PD-ILO.IOS1).

Нормально допустимое значение установившегося падения напряжения на потребителях – не более 5% (ГОСТ 30331.1-2013).

Показатели качества электрической энергии на шинах питающей КТП-6/0,4кВ и распределительных устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ 30331.1-2013 и ГОСТ 33105-2014.

Общий годовой расход электроэнергии и предельно допустимое установившееся значение падения напряжения, а также показатели качества электрической энергии должны соблюдаться в течение всего заявленного срока службы электрооборудования.

Для обеспечения требуемых показателей энергетической эффективности линейных объектов проектом предусмотрены следующие решения:

- применение более эффективного набора насосного оборудования, арматуры с герметичными затворами, высококачественными уплотнительными материалами и приводами с низкой потребляемой мощностью;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- подбор оптимальной периодичности очистки внутренней поверхности нефтепроводов и нефтепродуктопроводов от асфальто-смолисто-парафиновых отложений;

- оснащение средствами автоматики, телемеханики и создание автоматизированных систем контроля и управления процессами транспортировки продукта;

- снижение неравномерности перекачки;

- применение современных методов и приборов для контроля сварных стыков.

9 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта

Вспомогательное оборудование в технологическом процессе не участвует. Грузоподъемное оборудование и транспортные средства, используемые в процессе строительства, приведены в томе 5 (2019/206/ДС190-PD-POS).

10 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест

Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест приведены в томе 3.4 (2019/206/ДС190-PD-TKR4).

11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта приведены в томе 3.4 (2019/206/ДС190-PD-TKR4).

12 Мероприятия по предупреждению аварийных выбросов

Для предупреждения аварийных выбросов проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- транспорт рабочей среды по напорной герметизированной системе, исключаяющей утечки нефти и газа в окружающую среду;

- для строительства промыслового трубопровода приняты стальные трубы с внутренним и наружным противокоррозионным покрытием и с повышенной толщиной стенки относительно расчетной;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- противокоррозионная защита сварных стыков промышленных трубопроводов;
- для отключения трубопровода для ремонта или в аварийных ситуациях предусмотрены узлы задвижек;
- проектируемый промышленный трубопровод не имеет фланцевых и других разъёмных соединений за исключением мест установки запорной арматуры;
- 100 % контроль сварных соединений промышленных трубопроводов неразрушающими методами;
- установка по трассе промышленного трубопровода указательных знаков;
- обязательный входной контроль качества труб и изделий;
- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ;
- применение при ремонтных работах инструмента, не допускающего искр при ударе;
- систематический обход трассы трубопровода согласно утвержденному графику;
- своевременный ремонт трубопровода в процессе эксплуатации, периодическое испытание на прочность и герметичность;
- контроль воздушной среды переносными газоанализаторами при обслуживании трубопровода и при производстве ремонтных работ.
- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ: в процессе строительства не допускаются отклонения от проектной документации, при обнаружении отступлений от проекта, порядка и качества выполнения работ, заказчик обязан приостановить строительно-монтажные работы и дать необходимые указания исполнителям работ (подрядчику) об исправлении обнаруженных дефектов.

13 Обоснование принятых автоматизированных систем управления технологическими процессами

По техническим условиям заказчика автоматизированные системы управления не предусматриваются.

Контроль за технологическим процессом транспорта нефти осуществляется по месту.

Проектной документацией предусматривается оснащение технологического оборудования приборами для местного контроля параметров процесса.

Контроль состояния трубопровода осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

38

14 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

В данном проекте организация ремонтного хозяйства не предусматривается. Необходимые ремонтные работы после ввода в эксплуатацию проектируемых объектов будут выполняться на существующей ремонтной базе ЦДНГ-10 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH			

15 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, форма отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению, утвержденные Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.01.2014 N 33н.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH

Лист

40

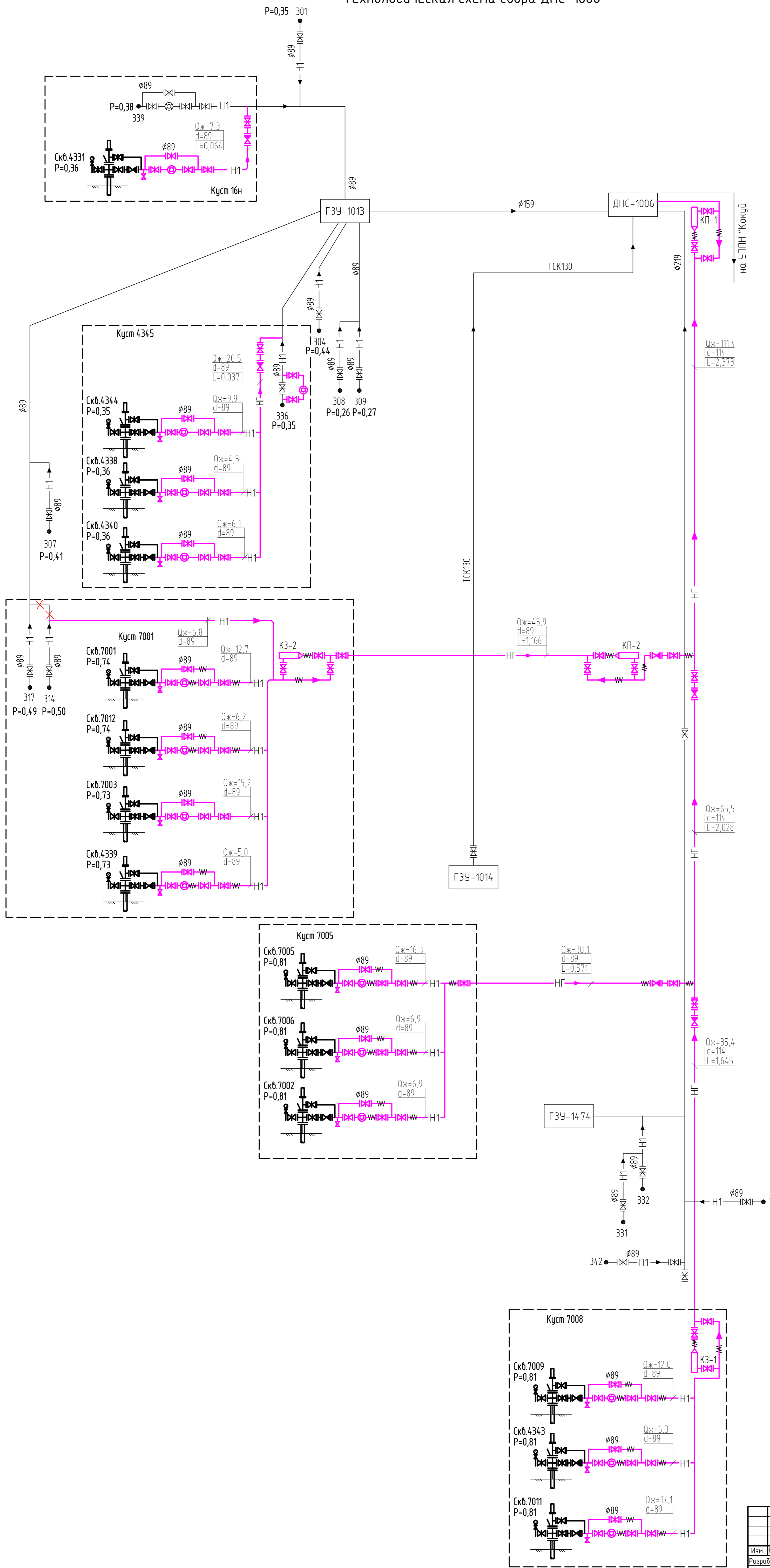
19. Постановление Правительства Российской Федерации N 87 от 16.02.2008 года «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 15 июля 2021 года).

20. Федеральный закон № 384-ФЗ от 30.12.2009г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

21. ГОСТ Р 58367-2019 «ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ НА СУШЕ. Технологическое проектирование».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС190-PD-TKR1.TCH			41

Технологическая схема сбора ДНС-1006



Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Прим.
Проектируемые:				
	Куст №7008			
	Скважины добывающие	3	ШГН (7009,4343,7011)	
СКЖ	Счетчик жидкости	3		
КЗ-1	Устройство пуска	1	III-УПП-1-100-4.0-УХЛ1	
КП-1	Устройство приема	1	III-УПП-2-100-4.0-УХЛ1	
Куст №7005				
	Скважины добывающие	3	ШГН (7005,7006,7002)	
СКЖ	Счетчик жидкости	3		
Куст №7001				
	Скважины добывающие	4	ШГН (7001,7012,7003,4339)	
СКЖ	Счетчик жидкости	4		
КЗ-1	Устройство пуска	1	III-УПП-1-100-4.0-УХЛ1	
КП-1	Устройство приема	1	III-УПП-2-100-4.0-УХЛ1	
Куст №4345				
	Скважины добывающие	3	ШГН (4344,4338,4340)	
СКЖ	Счетчик жидкости	3		при вар.1
СКЖ	Счетчик жидкости	4		при вар.2
Куст №16н				
	Скважины добывающие	1	ШГН (4331)	
СКЖ	Счетчик жидкости	1		
Существующие:				
ГЗУ	Групповая замерная установка			
ДНС	Дожимная насосная станция			

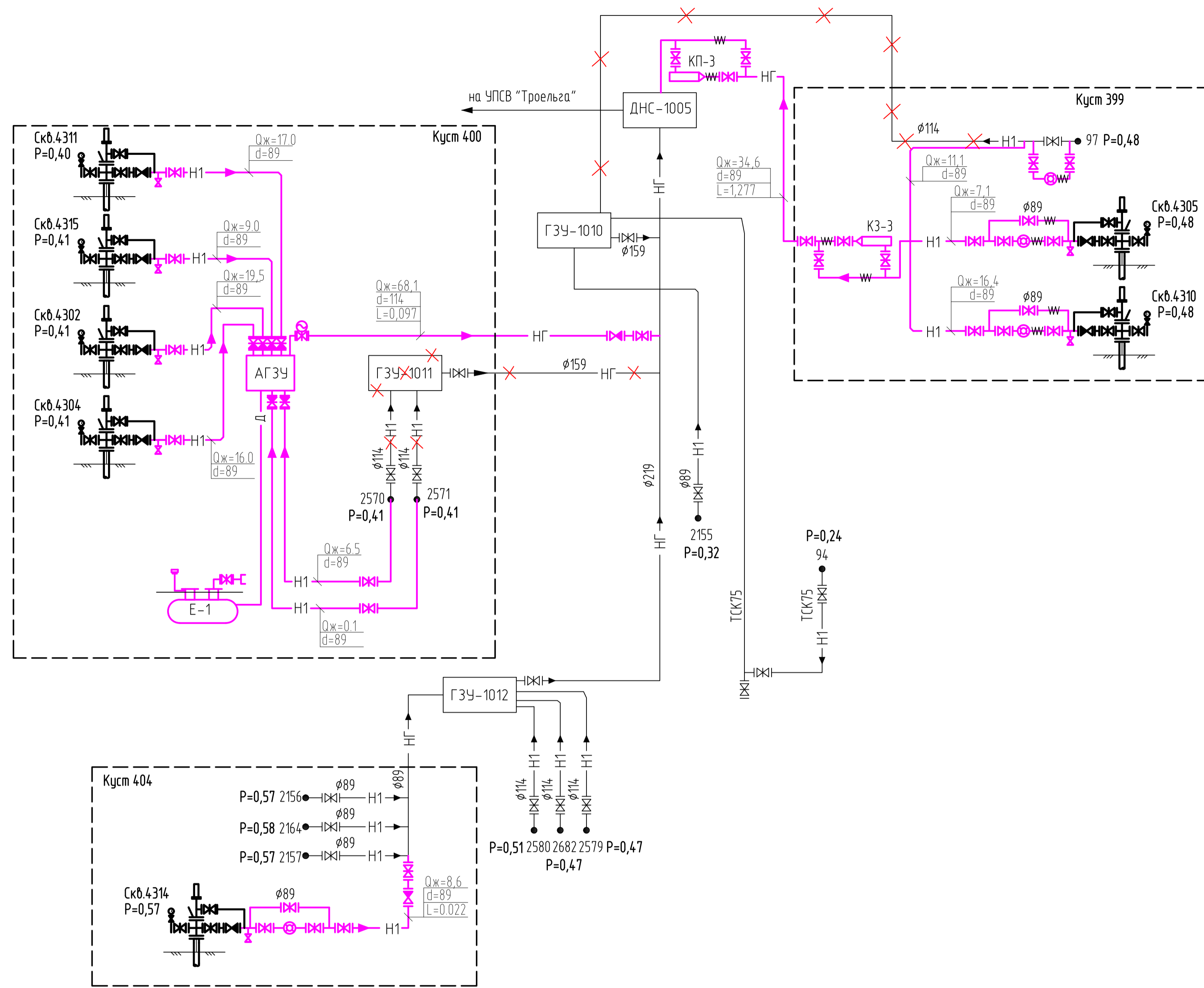
Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
Проектируемые:	
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод (вариант 1)
	Трубопровод в теплоизоляции
	Клапан обратный поворотный
	Запорная арматура
	Счетчик жидкости
	Устройство запуска очистных устройств
	Устройство приема очистных устройств
Существующие:	
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Запорная арматура
	Счетчик жидкости

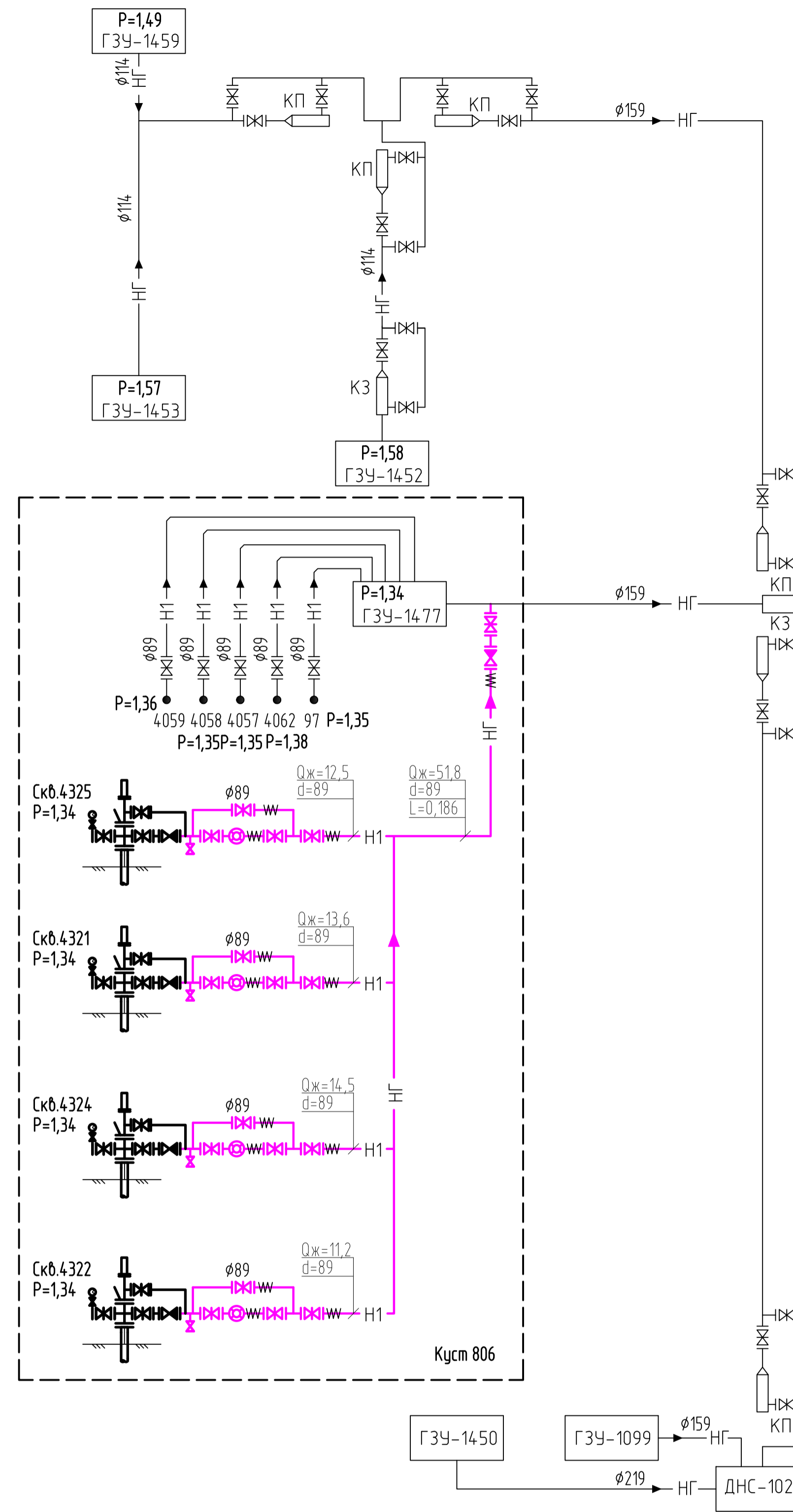
Изм. №	Исполн.	Взам. инв. №

2019/206/ДС190-PD-TKR1.GCH												
Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения (модуль 150)												
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td>1</td> <td></td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П	1	
Стадия	Лист	Листов										
П	1											
Разработал	Озерова				05.23							
Проверил	Субкова				05.23							
Гл.спец.	Озерова				05.23							
Нач. отд.	Субкова				05.23	Схема сбора ДНС-1006 Кокуйского месторождения						
Н. контроль	Субкова				05.23		НПИ ОНГМ					

Технологическая схема сбора ДНС-1005



Технологическая схема сбора ДНС-1028



Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Прим.
Проектируемые:				
	Куст №399 (расширение)			
	Скважины добычающие	2	ШГН (4305,4310)	
СКЖ	Счетчик жидкости	2		при вар.1
СКЖ	Счетчик жидкости	3		при вар.2
Существующие:				
	Куст №400 (расширение)			
	Скважины добычающие	4	ШГН (4311,4315,4302,4304)	
АГЗУ	Измерительная установка	1		
Е-1	Дренажная емкость V=8м³	1		
Существующие:				
	Куст №404 (расширение)			
	Скважины добычающие	1	ШГН (4339)	
СКЖ	Счетчик жидкости	1		
Существующие:				
ГЗУ	Групповая замерная установка			
ДНС	Дожимная насосная станция			

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
Проектируемые:	
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Трубопровод в теплоизоляции
	Клапан обратный поворотный
	Запорная арматура
	Счетчик жидкости
	Устройство запуска очистных устройств
	Устройство приема очистных устройств
Существующие:	
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод
	Запорная арматура
	Счетчик жидкости
	Устройство запуска очистных устройств
	Устройство приема очистных устройств
	Демонтируемые трубопроводы, сооружения

Имя, № подл., Подп. и дата, Взам. инв. №

2019/206/ДС190-PD-TKR1.GCH					Строительство и обустройство скважин Кокуйского месторождения (модуль 150)		
Изм.	Колыч	Лист N док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Овсобо			05.23	П	2	
Проверил	Субкова			05.23			
Гл. спец.	Овсобо			05.23			
Нач. отд.	Субкова			05.23	Схема сбора ДНС-1005, ДНС-1028 Кокуйского месторождения		
Н. контроль	Субкова			05.23	НПИ ОНГМ		