

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования**

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин
№№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения»**

Проектная документация

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения
Часть 1. Промысловые трубопроводы**

2021/354/ДС112-PD-TKR1

Том 3.1

Договор №

2021/354/ДС112

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин
№№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения»

Проектная документация

Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения
Часть 1. Промысловые трубопроводы

2021/354/ДС112-PD-TKR1

Том 3.1

Договор №

2021/354/ДС112

Заместитель директора

В.А.Войтенко

Главный инженер проекта

К.Н. Тепляков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА
РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ СКВАЖИН №№ 509, 527, 518
БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения
Часть 1 Промысловые трубопроводы**

2021/354/ДС112-PD-ТКР1

Том 3.1

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**СТРОИТЕЛЬСТВО ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА
РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ СКВАЖИН №№ 509, 527, 518
БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения
Часть 1 Промысловые трубопроводы**

2021/354/ДС112-PD-TKR1

Том 3.1

Директор

Главный инженер проекта



А. В. Бессонов

Е. Н. Пешина

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС112-PD-ТKR1.S	Содержание тома	2
2021/354/ДС112-PD-ТKR1.TCH	Текстовая часть	3
	Графическая часть	
2021/354/ДС112-PD-ТKR1.GCH-1	Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 509	116
2021/354/ДС112-PD-ТKR1.GCH-2	Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 527	117
2021/354/ДС112-PD-ТKR1.GCH-3	Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 518	118
2021/354/ДС112-PD-ТKR1.GCH-4	Узел при переходе через водную преграду	119
2021/354/ДС112-PD-ТKR1.GCH-5.1	Ведомость оборудования, изделий и материалов	120
2021/354/ДС112-PD-ТKR1.GCH-5.2	Ведомость оборудования, изделий и материалов	121

Взам. инв. №	Подпись и дата	2021/354/ДС112-PD-ТKR1.S							
		Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Инв. № подл.		СОДЕРЖАНИЕ ТОМА					Стадия	Лист	Листов
							П		1
							ООО «РСК-Инжиниринг»		
							ГИП	Пешина	<i>Пешина</i>

Содержание

1	Исходные данные	2
2	Сведения о топографических, инженерно–геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участков строительства.....	2
3	Сведения об особых природно-климатических условиях участков строительства	5
4	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании	10
5	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части	31
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта	32
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	32
7.1	Описание технологии процесса транспортирования продукта	32
7.2	Сведения о категории, классе линейного объекта	33
7.3	Гидравлический расчет трубопроводов	34
7.4	Расчет толщины стенки трубопровода.....	34
7.5	Расчет безопасного ресурса эксплуатации трубопровода.....	36
7.6	Расчет трубопроводов на устойчивость против всплытия.....	38
7.7	Характеристика параметров трубопровода	40
7.8	Очистка и испытание трубопроводов	44
7.9	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них	48
7.10	Система диагностики состояния трубопровода	48
7.11	Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	49
7.12	Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	50
7.13	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварии	50
7.14	Описание проектных решений по прохождению трассы трубопроводов. Надежность и устойчивость трубопроводов. Нагрузки, действующие на трубопроводы	52
7.15	Описание проектных решений по электрохимзащите от коррозии	57
8	Перечень мероприятий по энергосбережению.....	61
9	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	61
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	61
11	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	64
12	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности».....	64
	Приложение А – Гидравлический расчет	65
	Таблица регистрации изменений	113

Взам. инв. №		Подпись и дата		2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH									
				Изм.	Колуч.	Лист	№доку.	Подпись	Дата				
Инв. № подл.								<i>Кирилока</i>	02.24	Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
								<i>Кирилока</i>	02.24		П	1	113
								<i>Кирилока</i>	02.24		ООО «РСК-Инжиниринг»		
								<i>Кирилока</i>	02.24				

1 Исходные данные

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- ст. 4 ФЗ-384 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с изменениями на 27 мая 2022 года)», утвержденное постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г.;
- ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации».

Основание для выполнения проектной документации и перечень исходных данных приведены в томе 1 (2021/354/ДС112-PD-PZ).

2 Сведения о топографических, инженерно–геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участков строительства

В административном положении район изысканий расположен на территории Бардымского муниципального округа Пермского края, ЦДНГ – 6, Батырбайского нефтяного месторождения.

Ближайшие населенные пункты – Танып, Сараши, Константиновка, Нарадка, Сюзань.

Проезд к объектам осуществляется в любое время года по асфальтированным дорогам «Пермь-Екатеринбург», «Кукуштан-Чайковский», «Оса-Чернушка», «Барда-Куеда», «Старый Ашап-Кармановка» далее по проселочным и промысловым дорогам. Проезд возможен в любое время года.

Исследуемая территория расположена на восточной окраине Русской (Восточно-Европейской) равнины на Уфимском плато с Сылвинским кряжем в области Камских равнин, увалов и возвышенностей.

В геоморфологическом отношении участок работ располагается на Усинской возвышенности в области Камских равнин, увалов и возвышенностей на междуречном пространстве реки Тулва и приурочен к правому водораздельному склону реки.

Гидрографическая сеть района изысканий принадлежит к бассейну реки Тулва и представлена его правобережными притоками разного порядка: реками Искильда, Тупась,

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Печменка, Кызылъяр (левобережный приток р. Бол.Нюню) и Игатка и другими многочисленными ручьями без названия.

Рельеф территории представляет собой холмисто-увалистую равнину, расчлененную долинами рек и ручьев, а также сетью логов.

Углы наклона поверхности изменяются от 1 до 2°, в долинах рек и в логах достигают 10° и более.

Участок работ расположен в районе распространения широколиственно-еловых лесов. Растительность на территории изысканий: лес смешанный (ель, береза, осина, липа, пихта, ольха, ива). На открытых участках развита травяная растительность.

В геологическом строении района изысканий (до исследуемой глубины 11,0 м) принимают участие техногенные (tQ), аллювиальные (aQ), делювиальные (dQ) отложения четвертичного возраста и элювиальные отложения (кора выветривания пермских отложений) (eP), с поверхности местами перекрытые почвенно-растительным слоем (pQ).

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

- ИГЭ-1а – Техногенный грунт: суглинок галечниковый тугопластичный (гравия, гальки до 49%) (tQ);
- ИГЭ-1б – Техногенный грунт: глина легкая пылеватая полутвердая (tQ);
- ИГЭ-2а – Глина легкая пылеватая полутвердая (aQ);
- ИГЭ-2б – Глина легкая пылеватая тугопластичная (aQ);
- ИГЭ-3а – Суглинок тяжелый песчанистый полутвердый (aQ);
- ИГЭ-3а-1 – Суглинок галечниковый полутвердый (гравия, гальки до 35%) (aQ);
- ИГЭ-4а – Галечниковый грунт с суглинистым тугопластичным заполнителем (заполнителя до 48%) (aQ);
- ИГЭ-4б – Галечниковый грунт с песчаным водонасыщенным заполнителем (заполнителя до 45%) (aQ);
- ИГЭ-5 – Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения (aQ);
- ИГЭ-6а – Глина легкая пылеватая полутвердая (dQ);
- ИГЭ-6б – Глина легкая пылеватая тугопластичная (dQ);
- ИГЭ-6в – Глина легкая пылеватая мягкопластичная (dQ);
- ИГЭ-8 – Глина щебенистая твердая (дресвы, щебня до 38%) (dQ);
- ИГЭ-9 – Суглинок легкий песчанистый тугопластичный (выветрелый песчаник) (eP);

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH
------	--------	------	--------	---------	------	----------------------------

Среднее количество осадков за год по району составляет 566 мм по МС Чернушка.

Максимум осадков за месяц наблюдается в июле (75 мм); минимум – в феврале (26 мм).

Среднегодовая относительная влажность воздуха по МС Чернушка составила 77 %. Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре – 85%, минимальная в мае – 62 %.

Среднемесячная температура поверхности почвы в теплый период колеблется от 1,0 до 23,0 °С. Средняя годовая температура поверхности почвы по МС Чернушка равна плюс 3 °С. Максимальная глубина промерзания составляет – 126 см.

Средняя за зиму высота снежного покрова составляет 66 см, наибольшая за зиму – 115 см.

Средняя годовая скорость ветра по району 3,1 м/с по МС Чернушка; среднегодовая повторяемость ветров южного направления 24 %.

Согласно СП 20.13330.2016:

– снеговая нагрузка – (V район согласно карте 1 приложения Е), нормативное значение веса снегового покрова S_g составляет 2,5 кН/м²;

– ветровая нагрузка – (II район согласно карте 2 приложения Е), нормативное значение ветрового давления w_0 составляет 0,3 кПа;

– гололедные нагрузки – (II район согласно карте 3 приложения Е), толщина гололедной стенки составляет 5 мм.

3 Сведения об особых природно-климатических условиях участков строительства

Специфические грунты на участке представлены техногенными и корой выветривания пермских отложений (элювиальными отложениями).

Основания, сложенные техногенными грунтами, должны проектироваться с учетом их неоднородности по составу, неравномерной сжимаемости, возможности самоуплотнения, особенно при вибрационных воздействиях, изменении гидрогеологических условий, замачивания.

Элювиальные отложения представлены ИГЭ-9, ИГЭ-10.

При вскрытии элювиальных грунтов и долговременном их взаимодействии с внешними природными условиями следует учитывать возможность изменения физико-механических свойств, а также наличие форм различающихся по минеральному составу, структуре и инженерно-геологическим свойствам от материнской породы.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

- ИГЭ-6а: 0,012-0,030 д.ед. – слабопучинистые;

- ИГЭ-6б: 0,031-0,042 д.ед. – слабопучинистые, среднепучинистые.

Песчаные грунты на участке изысканий по степени пучинистости подразделяются согласно СП 22.13330.2016, п. 6.8.8 (см. приложение У, таблица У.1):

ИГЭ-5 – непучинистые.

Крупнообломочные грунты на участке изысканий по степени пучинистости подразделяются согласно СП 22.13330.2016, п. 6.8.8 (см. приложение У, таблица У.2):

ИГЭ-4б – непучинистые.

Согласно таблицам В.6, В.7 приложения В СП 34.13330.2021 группа грунтов по степени пучинистости при замерзании для:

- ИГЭ-1а, ИГЭ-1б, ИГЭ-2а, ИГЭ-2б, ИГЭ-3а, ИГЭ-3а-1, ИГЭ-6а, ИГЭ-6б, ИГЭ-6в, ИГЭ-8, ИГЭ-9, ИГЭ-10 – III (пучинистые);

- ИГЭ-5 – IV (сильнопучинистые).

Интенсивность сейсмического воздействия (сейсмичность района) согласно СП 14.13330.2018, прил. А:

- территория не сейсмична по карте ОСР-2015-В (менее 5 баллов).

Согласно таблице 4.1 СП 14.13330.2018 категория грунтов по сейсмическим свойствам для ИГЭ-1а, ИГЭ-1б, ИГЭ-2а, ИГЭ-2б, ИГЭ-3а, ИГЭ-3а-1, ИГЭ-4а, ИГЭ-4б, ИГЭ-6а, ИГЭ-6б, ИГЭ-8, ИГЭ-9, ИГЭ-10 – II, для ИГЭ-5, ИГЭ-6в – III.

Категории опасности процессов согласно СП 115.13330.2016:

- по морозному пучению грунтов – весьма опасные;

- по подтоплению – весьма опасные;

- по сейсмичности – умеренно опасные.

На проектируемых трассах проведены измерения удельных электрических сопротивлений с целью оценки коррозионной агрессивности грунтов, а также измерения разности потенциалов (регистрация блуждающих токов).

В результате работ по оценке коррозионной агрессивности грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной получены значения удельных электрических сопротивлений для изучаемых глубин исследования.

На проектируемых трассах (куст скв.509) УЭС составляет 8,5-31,5 Ом*м, слой на глубине 1 м сложен суглинком (ИГЭ-1а) и глиной (ИГЭ-6а, 6б), на глубине 3 м слой сложен глиной (ИГЭ – 6а, 6б, 8).

На проектируемых трассах (куст скв.527) УЭС составляет 8,2-38,6 Ом*м, слои на глубине 1 м и 3 м сложены глиной (ИГЭ – 1б, 6а, 6б, 6в).

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
			2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH						
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

На проектируемых трассах (куст скв.518) УЭС составляет 13,3-102,4 Ом*м, слой на глубине 1 м сложен суглинком (ИГЭ-3а), галечниковым грунтом (ИГЭ-4б) и глиной (ИГЭ-2а, 2б), на глубине 3 м – сложен суглинком (ИГЭ-3а), песком (ИГЭ-5), галечниковым грунтом (ИГЭ-4а, 4б) и глиной (ИГЭ-2б).

На изучаемых территориях залегают грунты с УЭС от 8,2 до 102,4 Ом*м, следовательно, согласно ГОСТ 9.602-2016 на данной площади присутствуют грунты, характеризующиеся высокой, средней и низкой коррозионной агрессивностью.

Измеренные значения потенциалов и размах колебаний измеряемой величины (разность наибольшего и наименьшего значений), показали отсутствие блуждающих токов “земля-земля” во всех пунктах наблюдения, кроме точки измерения 3-3 11. Требуется предусмотреть электрохимзащиту оборудования.

Согласно ГЭСН 81-02-01-2022 приложение 1.1, грунты по трудности разработки механизированным, одноковшовым экскаватором подразделяются следующим образом (в скобках дана средняя плотность в естественном залегании по расчету на основании лабораторных данных, кроме почвенно-растительного слоя, плотность которого указана согласно приложению 1.1 ГЭСН):

- ПРС – 9, а – 1 (1,20);
- ИГЭ-1а – 35, г – 3; 3м (2,00);
- ИГЭ-1б – 8, в – 3 (1,96);
- ИГЭ-2а – 8, в – 3 (1,92);
- ИГЭ-2б – 8, а – 2 (1,92);
- ИГЭ-3а – 35, в – 2; 3м (2,03);
- ИГЭ-3а-1 – 35, г – 3; 3м (2,04);
- ИГЭ-4а – 6, а – 1; 1м (2,07);
- ИГЭ-4б – 6, а – 1; 1м (2,07);
- ИГЭ-5 – 29, а – 1; 1м (1,83);
- ИГЭ-6а – 8, в – 3 (1,94);
- ИГЭ-6б – 8, а – 2 (1,93);
- ИГЭ-6в – 8, а – 2 (1,91);
- ИГЭ-8 – 8, д – 4; 3м (2,00);
- ИГЭ-9 – 35, в – 2; 3м (1,90);
- ИГЭ-10 – 8, д – 4; 3м (1,99).

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH		Лист
											9

4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании

Нормативные и расчетные значения характеристик выделенных инженерно-геологических элементов (ИГЭ) приведены в таблицах 1-17.

Таблица 1 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-1а

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значение	Максимальное значение	Нормативное значение	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	6	0,213	0,242	0,227	0,012	0,053		
Влажность на границе текучести	д.ед.	6	0,296	0,322	0,309	0,010	0,032		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	6	0,169	0,195	0,183	0,011	0,060		
Число пластичности	д.ед.	6	0,116	0,132	0,126	0,005	0,040		
Показатель текучести	д.ед.	6	0,310	0,378	0,343	0,026	0,076		
Плотность грунта	г/см ³	6	1,96	2,03	2,00	0,028	0,014	1,99	1,98
Плотность частиц грунта	г/см ³	6	2,69	2,70	2,70	0,005	0,002		
Плотность сухого грунта	г/см ³	6	1,58	1,66	1,63	0,030	0,018		
Пористость	%	6	38,40	41,41	39,49	1,152	0,029		
Коэффициент пористости	д.ед.	6	0,623	0,707	0,653	0,032	0,049		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	6	0,908	1,000	0,935	0,040	0,043		
Относительная деформация морозного пучения	д. ед.	3	0,021	0,032	0,026				
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	18,04	18,96	18,50				
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	6	26,5	31,9	29,1				
10-5	%	6	3,3	12,7	6,2				
5-2	%	6	1,4	3,5	2,4				
2-1	%	6	0,6	2,3	1,4				
1-0,5	%	6	1,7	4,1	2,9				
0,5-0,25	%	6	3,9	22,1	11,2				
0,25-0,10	%	6	6,3	11,2	9,2				
0,10-0,05	%	6	5,5	11,3	8,9				
0,05-0,01	%	6	2,9	18,8	12,7				
0,01-0,002	%	6	4,2	14,6	9,2				
<0,002	%	6	4,3	11,2	6,9				

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист 10
------	--------	------	--------	---------	------	----------------------------	------------

Таблица 2 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-16

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значение	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности		
								0,85	0,95	
								Природная влажность	д.ед.	10
Влажность на границе текучести	д.ед.	10	0,341	0,485	0,412	0,051	0,124			
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	10	0,164	0,242	0,202	0,027	0,134			
Число пластичности	д.ед.	10	0,175	0,244	0,211	0,030	0,142			
Показатель текучести	д.ед.	10	0,009	0,196	0,075					
Плотность грунта	г/см ³	10	1,90	2,06	1,96	0,052	0,027	1,94	1,93	
Плотность частиц грунта	г/см ³	10	2,71	2,74	2,73	0,011	0,004			
Плотность сухого грунта	г/см ³	10	1,48	1,68	1,61	0,061	0,038			
Пористость	%	10	37,85	46,12	40,94	2,412	0,059			
Коэффициент пористости	д.ед.	10	0,609	0,856	0,696	0,072	0,103			
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	10	0,722	0,992	0,851	0,083	0,098			
Угол внутреннего трения в водонасыщенном состоянии	град.	6	18	22	20	1,643	0,084	19	18	
Удельное сцепление в водонасыщенном состоянии	кПа	6	40	43	42	1,049	0,025	41	41	
Коэффициент внутреннего трения в водонасыщенном состоянии	д.ед.	6	0,323	0,403	0,351	0,032	0,091			
Коэффициент сжимаемости	в ест.сост.	д.ед.	6	0,142	0,177	0,161	0,015	0,093		
	в водонасыщ. состоянии	д.ед.	6	0,149	0,182	0,168	0,015	0,089		
Одометрический модуль деформации	в ест.сост.	МПа	6	9,9	11,4	10,6	0,616	0,058		
	в водонасыщ. состоянии	МПа	6	9,5	10,9	10,1	0,561	0,055		
Относительная деформация морозного пучения	д.ед.	3	0,009	0,017	0,013					
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	21,84	23,73	22,79					
Поправочный коэффициент для модуля деформации, полученного по результатам штамповых испытаний грунтов в естественном состоянии (moed)	2,15									
Гранулометрический (зерновой) состав										
>10	%	10	0,0	2,4	0,2					
10-5	%	10	0,0	1,6	0,2					

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

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
5-2	%	10	0,0	1,4	0,1				
2-1	%	10	0,0	0,3	0,1				
1-0,5	%	10	0,1	0,8	0,4				
10,5-0,25	%	10	0,2	9,1	4,0				
0,25-0,10	%	10	1,9	46,3	12,2				
0,10-0,05	%	10	5,9	23,9	15,6				
0,05-0,01	%	10	12,1	32,7	26,3				
0,01-0,002	%	10	9,5	27,9	22,4				
<0,002	%	10	9,5	32,7	18,5				

Примечание – в результате сопоставления штамповых и лабораторных испытаний получен поправочный коэффициент $m_{oed} = 2,15$; модуль деформации, полученный в лабораторных условиях, с учетом m_{oed} :
 $E_{oed} = 22,79$ МПа (в ест. состоянии);
 $E_{oed} = 21,71$ МПа (в водонас. состоянии).

Таблица 3 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-2а

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	12	0,205	0,359	0,263	0,039	0,148		
Влажность на границе текучести	д.ед.	12	0,374	0,503	0,438	0,044	0,100		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	12	0,198	0,284	0,238	0,027	0,113		
Число пластичности	д.ед.	12	0,176	0,261	0,200	0,029	0,145		
Показатель текучести	д.ед.	13	0,034	0,179	0,082				
Плотность грунта	г/см ³	13	1,80	2,02	1,92	0,078	0,041	1,89	1,88
Плотность частиц грунта	г/см ³	13	2,60	2,73	2,69	0,040	0,015		
Плотность сухого грунта	г/см ³	13	1,32	1,68	1,52	0,092	0,060		
Пористость	%	13	38,14	49,06	43,45	2,903	0,067		
Коэффициент пористости	д.ед.	13	0,617	0,963	0,773	0,092	0,119		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	13	0,789	1,000	0,915	0,077	0,084		
Относит. сод-ние органических в-в	д.ед.	6	0,052	0,093	0,063				
Угол внутреннего трения в водонасыщенном состоянии	град.	6	17	24	20	2,639	0,131	19	18
Удельное сцепление в	кПа	6	36	42	40	2,258	0,057	38	38

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
водонасыщенном состоянии									
Коэффициент внутреннего трения в водонасыщенном состоянии	д.ед.	6	0,300	0,443	0,366	0,054	0,148		
Коэффициент сжимаемости	в ест.сост.	д.ед.	6	0,169	0,292	0,224	0,049	0,219	
	в водонасыщ. состоянии	д.ед.	6	0,173	0,307	0,233	0,054	0,171	
Одометрический модуль деформации	в ест.сост.	МПа	6	6,7	10,0	8,3	1,410	0,232	
	в водонасыщ. состоянии	МПа	6	6,4	9,8	8,0	1,432	0,180	
Относительная деформация набухания без нагрузки	д.ед.	3	0,017	0,025	0,020				
Влажность грунта после набухания	д.ед.	3	0,257	0,322	0,292				
Относительная деформация морозного пучения	д.ед.	3	0,01	0,02	0,01				
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	17,45	19,02	18,24				
Поправочный коэффициент для модуля деформации, полученного по результатам штамповых испытаний грунтов в естественном состоянии (m _{oed})	2,20								
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	13	0,0	0,0	0,0				
10-5	%	13	0,0	0,0	0,0				
5-2	%	13	0,0	0,0	0,0				
2-1	%	13	0,0	0,3	0,1				
1-0,5	%	13	0,0	1,8	0,6				
10,5-0,25	%	13	0,0	8,3	3,5				
0,25-0,10	%	13	0,7	14,1	8,2				
0,10-0,05	%	13	8,1	20,3	15,0				
0,05-0,01	%	13	24,2	42,0	31,9				
0,01-0,002	%	13	18,3	26,2	22,0				
<0,002	%	13	12,0	32,8	18,7				
Примечание – в результате сопоставления штамповых и лабораторных испытаний получен поправочный коэффициент m _{oed} = 2,20; модуль деформации, полученный в лабораторных условиях, с учетом m _{oed} : E _{oed} = 18,26 МПа (в ест. состоянии); E _{oed} = 17,60 МПа (в водонас. состоянии).									

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

Таблица 4 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-26

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
								Природная влажность	д.ед.
Влажность на границе текучести	д.ед.	10	0,347	0,474	0,389	0,047	0,121		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	10	0,174	0,265	0,202	0,029	0,144		
Число пластичности	д.ед.	10	0,171	0,243	0,187	0,023	0,123		
Показатель текучести	д.ед.	11	0,264	0,457	0,356				
Плотность грунта	г/см ³	11	1,75	2,10	1,92	0,097	0,050	1,89	1,87
Плотность частиц грунта	г/см ³	11	2,62	2,74	2,70	0,036	0,013		
Плотность сухого грунта	г/см ³	11	1,23	1,71	1,50	0,133	0,088		
Пористость	%	11	37,21	53,06	44,41	4,533	0,102		
Коэффициент пористости	д.ед.	9	0,675	0,980	0,799	0,105	0,131		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	11	0,888	1,000	0,942	0,040	0,042		
Относит. сод-ние органических в-в	д.ед.	6	0,035	0,095	0,060				
Коэффициент фильтрации	м/сут	1	0,000075	0,000075	0,000075				
Угол внутреннего трения в ест. состоянии	град.	6	13	24	18	3,742	0,208	16	15
Удельное сцепление в ест. состоянии	кПа	6	26	44	38	6,494	0,172	35	32
Коэффициент внутреннего трения в ест. состоянии	д.ед.	6	0,235	0,455	0,332	0,075	0,226		
Коэффициент сжимаемости в ест. состоянии	д.ед.	6	0,220	0,475	0,307	0,088	0,287		
Одометрический модуль деформации в ест. состоянии	МПа	6	3,8	7,2	6,1	1,255	0,205		
Относительная деформация морозного пучения	д.ед.	3	0,002	0,036	0,016				
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	12,11	13,49	12,80				
Поправочный коэффициент для модуля деформации, полученного по результатам штамповых испытаний грунтов в естественном состоянии (m_{oed})	2,10								
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	11	0,0	0,0	0,0				
10-5	%	11	0,0	0,0	0,0				

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

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
5-2	%	11	0,0	0,0	0,0				
2-1	%	11	0,0	0,2	0,1				
1-0,5	%	11	0,0	0,4	0,2				
10,5-0,25	%	11	0,1	8,1	1,9				
0,25-0,10	%	11	0,9	53,6	13,6				
0,10-0,05	%	11	8,6	16,1	12,4				
0,05-0,01	%	11	8,4	50,4	29,9				
0,01-0,002	%	11	8,3	30,1	22,3				
<0,002	%	11	11,6	28,4	19,6				

Примечание – в результате сопоставления штамповых и лабораторных испытаний получен поправочный коэффициент $m_{oed} = 2,10$; модуль деформации, полученный в лабораторных условиях, с учетом m_{oed} : $E_{oed} = 12,80$ МПа (в ест. состоянии);

Таблица 5 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-3а

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	11	0,186	0,226	0,202	0,012	0,059		
Влажность на границе текучести	д.ед.	11	0,264	0,357	0,321	0,029	0,090		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	11	0,169	0,213	0,192	0,014	0,073		
Число пластичности	д.ед.	11	0,081	0,149	0,129	0,019	0,147		
Показатель текучести	д.ед.	11	0,030	0,209	0,084				
Плотность грунта	г/см ³	11	1,91	2,11	2,03	0,071	0,035	2,00	1,99
Плотность частиц грунта	г/см ³	11	2,68	2,72	2,70	0,016	0,006		
Плотность сухого грунта	г/см ³	11	1,57	1,76	1,69	0,061	0,036		
Пористость	%	11	34,25	41,91	37,60	2,375	0,063		
Коэффициент пористости	д.ед.	11	0,521	0,721	0,604	0,062	0,103		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	11	0,744	1,000	0,906	0,080	0,088		
Относит. сод-ние органических в-в	д.ед.	6	0,031	0,042	0,038	0,004	0,105		
Угол внутреннего трения в водонасыщенном состоянии	град.	6	21	25	23	1,673	0,073	22	22
Удельное сцепление в водонасыщенном состоянии	кПа	6	20	35	30	5,428	0,179	28	26

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

Лист

15

Изм. Ключ. Лист № док. Подпись Дата

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Коэффициент внутреннего трения в водонасыщенном состоянии	д.ед.	6	0,390	0,460	0,424	0,030	0,071		
Коэффициент сжимаемости	в ест.сост.	д.ед.	6	0,126	0,238	0,183	0,044	0,240	
	в водонасыщ. состоянии	д.ед.	6	0,133	0,246	0,191	0,045	0,236	
Одометрический модуль деформации	в ест.сост.	МПа	6	6,8	12,5	9,2	2,085	0,227	
	в водонасыщ. состоянии	МПа	6	6,6	11,9	8,8	1,956	0,224	
Относительная деформация набухания без нагрузки	д.ед.	3	0,009	0,015	0,012				
Влажность грунта после набухания	д.ед.	3	0,242	0,266	0,253				
Относительная деформация морозного пучения	д.ед.	3	0,009	0,016	0,013				
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	24,41	25,97	25,19				
Поправочный коэффициент для модуля деформации, полученного по результатам штамповых испытаний грунтов в естественном состоянии (m_{oed})	2,74								
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	11	0,0	0,0	0,0				
10-5	%	11	0,0	0,0	0,0				
5-2	%	11	0,0	0,0	0,0				
2-1	%	11	0,0	0,2	0,1				
1-0,5	%	11	0,1	1,2	0,5				
10,5-0,25	%	11	0,8	9,3	4,9				
0,25-0,10	%	11	9,1	49,7	21,2				
0,10-0,05	%	11	3,6	31,7	18,8				
0,05-0,01	%	11	13,0	37,9	23,4				
0,01-0,002	%	11	11,7	20,8	17,4				
<0,002	%	11	10,7	17,5	13,8				
Примечание – в результате сопоставления штамповых и лабораторных испытаний получен поправочный коэффициент $m_{oed} = 2,74$; модуль деформации, полученный в лабораторных условиях, с учетом m_{oed} : $E_{oed} = 25,19$ МПа (в ест. состоянии); $E_{oed} = 24,09$ МПа (в водонас. состоянии).									

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

Таблица 6 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-3а-1

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	10	0,153	0,215	0,182	0,020	0,110		
Влажность на границе текучести	д.ед.	10	0,288	0,377	0,316	0,026	0,082		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	10	0,150	0,209	0,176	0,020	0,114		
Число пластичности	д.ед.	10	0,121	0,168	0,139	0,015	0,108		
Показатель текучести	д.ед.	10	0,022	0,081	0,044				
Плотность грунта	г/см ³	10	1,96	2,13	2,04	0,047	0,023	2,02	2,01
Плотность частиц грунта	г/см ³	10	2,70	2,72	2,71	0,009	0,003		
Плотность сухого грунта	г/см ³	10	1,65	1,85	1,72	0,056	0,033		
Пористость	%	10	31,58	38,79	36,38	2,058	0,057		
Коэффициент пористости	д.ед.	10	0,462	0,634	0,574	0,049	0,085		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	10	0,765	0,955	0,862	0,068	0,079		
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	19,64	20,96	20,30				
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	10	13,8	23,0	16,9				
10-5	%	10	7,4	11,5	8,4				
5-2	%	10	3,4	4,6	4,0				
2-1	%	10	0,1	0,6	0,4				
1-0,5	%	10	0,1	2,2	1,1				
10,5-0,25	%	10	0,3	8,6	4,0				
0,25-0,10	%	10	3,8	12,8	8,3				
0,10-0,05	%	10	8,2	13,4	10,9				
0,05-0,01	%	10	16,3	33,7	22,6				
0,01-0,002	%	10	9,1	14,6	12,2				
<0,002	%	10	8,4	15,9	11,2				

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист 17
------	--------	------	--------	---------	------	----------------------------	------------

Таблица 7 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-4а

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	16	0,155	0,212	0,197	0,016	0,081		
Влажность на границе текучести	д.ед.	16	0,229	0,293	0,258	0,017	0,066		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	16	0,128	0,177	0,164	0,014	0,085		
Число пластичности	д.ед.	14	0,081	0,136	0,098	0,014	0,143		
Показатель текучести	д.ед.	16	0,253	0,490	0,351				
Плотность грунта	г/см ³	10	2,02	2,22	2,07	0,062	0,030	2,05	2,04
Плотность частиц грунта	г/см ³	10	2,68	2,72	2,70	0,013	0,005		
Плотность сухого грунта	г/см ³	10	1,67	1,86	1,74	0,060	0,035		
Пористость	%	10	31,14	38,27	35,62	2,258	0,063		
Коэффициент пористости	д.ед.	10	0,452	0,620	0,555	0,054	0,097		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	10	0,797	1,000	0,921	0,065	0,071		
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	27,00	28,93	27,97				
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	16	50,1	70,5	53,4				
10-5	%	16	0,9	13,2	5,8				
5-2	%	16	0,4	6,8	3,1				
2-1	%	16	0,9	3,0	1,8				
1-0,5	%	16	1,5	4,9	2,8				
10,5-0,25	%	16	2,0	13,1	7,0				
0,25-0,10	%	16	2,7	13,4	7,9				
0,10-0,05	%	16	1,2	6,0	2,9				
0,05-0,01	%	16	1,9	10,7	5,3				
0,01-0,002	%	16	1,6	7,2	5,2				
<0,002	%	16	1,5	7,0	4,7				

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
							18

Таблица 8 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-46

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	13	0,137	0,209	0,174	0,025	0,144		
Плотность грунта	г/см ³	6	2,02	2,10	2,07	0,036	0,017	2,05	2,04
Плотность частиц грунта	г/см ³	6	2,70	2,73	2,72	0,012	0,004		
Плотность сухого грунта	г/см ³	6	1,68	1,81	1,75	0,045	0,026		
Пористость	%	6	33,05	37,88	35,68	1,805	0,051		
Коэффициент пористости	д.ед.	6	0,494	0,610	0,556	0,043	0,077		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	6	0,803	0,998	0,890	0,079	0,089		
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	21,93	23,19	22,56				
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	13	50,1	76,0	57,7				
10-5	%	13	2,6	19,4	8,7				
5-2	%	13	1,6	8,8	4,3				
2-1	%	13	1,9	21,3	8,5				
1-0,5	%	13	0,0	7,1	3,2				
10,5-0,25	%	13	0,0	14,9	5,3				
0,25-0,10	%	13	0,0	13,9	5,5				
0,10-0,05	%	13	0,0	13,5	6,7				
0,05-0,01	%	13	0,0	0,0	0,0				
0,01-0,002	%	13	0,0	0,0	0,0				
<0,002	%	13	0,0	0,0	0,0				

Таблица 9 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-5

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	6	0,133	0,182	0,161	0,018	0,112		
Плотность грунта	г/см ³	6	1,76	1,88	1,83	0,041	0,022	1,81	1,79
Плотность частиц грунта	г/см ³	6	2,65	2,71	2,66	0,024	0,009		
Плотность сухого грунта	г/см ³	6	1,52	1,61	1,57	0,030	0,019		

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

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значение	Максимальное значение	Нормативное значение	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Пористость	%	6	39,98	42,55	40,93	0,863	0,021		
Коэффициент пористости	д.ед.	6	0,666	0,741	0,693	0,025	0,036		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	6	0,525	0,724	0,620	0,077	0,124		
Плотность грунта в предельно рыхлом состоянии	г/см ³	3	1,37	1,42	1,39				
Коэффициент фильтрации	м/сут	3	1,48	3,01	2,22				
Плотность грунта в предельно плотном состоянии	г/см ³	3	1,70	1,77	1,73				
Коэффициент фильтрации	м/сут	3	0,25	0,81	0,51				
Угол естественного откоса	в сухом состоянии	град.	3	35	39	37			
	под водой	град.	3	31	33	32			
Угол внутреннего трения в водонасыщенном состоянии	град.	6	32	35	34	1,049	0,031	33	33
Удельное сцепление в водонасыщенном состоянии	кПа	6	1	4	3	1,211	0,294	2	2
Коэффициент внутреннего трения в водонасыщенном состоянии	д.ед.	6	0,620	0,710	0,666	0,031	0,047		
Коэффициент сжимаемости	в ест. сост.	д.ед.	6	0,123	0,162	0,140	0,016	0,114	
	в водонасыщ. состоянии	д.ед.	6	0,130	0,177	0,151	1,431	0,117	
Одометрический модуль деформации	в ест. сост.	МПа	6	10,4	14,1	12,2	0,017	0,113	
	в водонасыщ. состоянии	МПа	6	9,5	12,8	11,3	1,320	0,117	
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	11,60	12,42	12,01				
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	6	0,0	0,0	0,0				
10-5	%	6	0,0	0,0	0,0				
5-2	%	6	0,0	0,0	0,0				
2-1	%	6	0,0	1,2	0,5				
1-0,5	%	6	0,3	7,3	2,6				
10,5-0,25	%	6	21,4	44,9	33,3				
0,25-0,10	%	6	35,3	53,2	45,3				
0,10-0,05	%	6	10,7	24,3	18,3				
0,05-0,01	%	6	0,0	0,0	0,0				
0,01-0,002	%	6	0,0	0,0	0,0				
<0,002	%	6	0,0	0,0	0,0				

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

Таблица 10 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-6а

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности		
								0,85	0,95	
Природная влажность	д.ед.	30	0,195	0,296	0,250	0,024	0,096			
Влажность на границе текучести	д.ед.	30	0,358	0,548	0,442	0,048	0,109			
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	30	0,185	0,261	0,226	0,024	0,106			
Число пластичности	д.ед.	30	0,171	0,287	0,216	0,032	0,148			
Показатель текучести	д.ед.	30	0,004	0,249	0,112					
Плотность грунта	г/см ³	30	1,84	2,05	1,94	0,055	0,028	1,93	1,92	
Плотность частиц грунта	г/см ³	30	2,70	2,74	2,73	0,013	0,005			
Плотность сухого грунта	г/см ³	30	1,42	1,69	1,55	0,061	0,039			
Пористость	%	30	37,30	47,99	43,11	2,371	0,055			
Коэффициент пористости	д.ед.	30	0,595	0,923	0,761	0,073	0,096			
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	30	0,735	1,000	0,897	0,059	0,066			
Относит. сод-ние органических в-в	д.ед.	8	0,031	0,047	0,040	0,005	0,125			
Коэффициент фильтрации	м/сут	2	0,000019	0,000091	0,000055					
Угол внутреннего трения в водонасыщенном состоянии	град.	6	15	20	17	2,066	0,124	16	15	
Удельное сцепление в водонасыщенном состоянии	кПа	6	33	43	38	4,262	0,113	36	34	
Коэффициент внутреннего трения в водонасыщенном состоянии	д.ед.	6	0,260	0,365	0,300	0,040	0,133			
Коэффициент сжимаемости	в ест.сост.	д.ед.	6	0,169	0,286	0,200	0,044	0,220		
	в водонасыщ. состоянии	д.ед.	6	0,180	0,297	0,210	1,585	0,174		
Одометрический модуль деформации	в ест.сост.	МПа	6	6,1	10,4	9,1	0,044	0,210		
	в водонасыщ. состоянии	МПа	6	5,8	9,8	8,6	1,461	0,169		
Относительная деформация набухания без нагрузки	д.ед.	3	0,026	0,030	0,028					
Влажность грунта после набухания	д.ед.	3	0,259	0,313	0,292					
Относительная деформация морозного пучения	д.ед.	3	0,01	0,03	0,02					
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	18,25	19,47	18,86					
Поправочный коэффициент для модуля деформации,	2,07									

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
							21

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значение	Нормативное значение	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
полученного по результатам штамповых испытаний грунтов в естественном состоянии (moed)									
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	30	0,0	8,0	0,3				
10-5	%	30	0,0	2,0	0,1				
5-2	%	30	0,0	1,1	0,0				
2-1	%	30	0,0	0,5	0,1				
1-0,5	%	30	0,0	1,2	0,4				
10,5-0,25	%	30	0,2	4,7	1,5				
0,25-0,10	%	30	1,4	15,7	5,8				
0,10-0,05	%	30	5,4	19,0	13,1				
0,05-0,01	%	30	22,4	46,8	33,3				
0,01-0,002	%	30	17,2	31,2	23,9				
<0,002	%	30	13,7	29,4	21,5				
Примечание – в результате сопоставления штамповых и лабораторных испытаний получен поправочный коэффициент moed = 2,07; модуль деформации, полученный в лабораторных условиях, с учетом moed: Eoed = 18,86 МПа (в ест. состоянии); Eoed = 17,82 МПа (в водонас. состоянии).									

Таблица 11 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-66

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значение	Нормативное значение	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	40	0,205	0,321	0,273	0,022	0,081		
Влажность на границе текучести	д.ед.	40	0,335	0,474	0,401	0,035	0,087		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	40	0,161	0,230	0,203	0,018	0,089		
Число пластичности	д.ед.	40	0,171	0,245	0,198	0,025	0,126		
Показатель текучести	д.ед.	40	0,251	0,492	0,352				
Плотность грунта	г/см ³	40	1,78	2,04	1,93	0,059	0,031	1,92	1,91
Плотность частиц грунта	г/см ³	40	2,69	2,74	2,72	0,016	0,006		
Плотность сухого грунта	г/см ³	40	1,35	1,69	1,52	0,065	0,043		
Пористость	%	40	37,53	50,67	44,29	2,488	0,056		

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

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Коэффициент пористости	д.ед.	40	0,601	1,027	0,798	0,081	0,102		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	40	0,844	1,000	0,928	0,048	0,052		
Относит. сод-ние органических в-в	д.ед.	6	0,017	0,040	0,030				
Коэффициент фильтрации	м/сут	1	0,00023	0,00023	0,00023				
Угол внутреннего трения в ест. состоянии	град.	6	12	22	18	3,312	0,182	17	15
Удельное сцепление в ест. состоянии	кПа	6	26	45	37	6,314	0,172	34	31
Коэффициент внутреннего трения в ест. состоянии	д.ед.	6	0,210	0,400	0,328	0,063	0,192		
Коэффициент сжимаемости в ест. состоянии	д.ед.	6	0,242	0,375	0,294	0,053	0,180		
Одометрический модуль деформации в ест. состоянии	МПа	6	5,1	7,4	6,3	0,869	0,139		
Относительная деформация набухания без нагрузки	д.ед.	1	0,009	0,009	0,009				
Влажность грунта после набухания	д.ед.	1	0,286	0,286	0,286				
Относительная деформация морозного пучения	д.ед.	3	0,031	0,042	0,038				
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	12,68	13,03	12,86				
Поправочный коэффициент для модуля деформации, полученного по результатам штамповых испытаний грунтов в естественном состоянии ($m_{\text{оед}}$)	2,04								
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	0,0	0,0	0,0					
10-5	%	0,0	0,0	0,0					
5-2	%	0,0	0,0	0,0					
2-1	%	0,0	0,3	0,1					
1-0,5	%	0,1	1,4	0,6					
10,5-0,25	%	0,3	26,0	2,9					
0,25-0,10	%	1,1	42,2	8,3					
0,10-0,05	%	3,8	36,5	14,3					
0,05-0,01	%	6,3	44,9	31,0					
0,01-0,002	%	13,3	31,7	23,1					
<0,002	%	8,2	29,9	19,7					

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

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95

Примечание – в результате сопоставления штамповых и лабораторных испытаний получен поправочный коэффициент $m_{oed} = 2,04$; модуль деформации, полученный в лабораторных условиях, с учетом m_{oed} : $E_{oed} = 12,86$ МПа (в ест. состоянии).

Таблица 12 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-6в

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	11	0,286	0,323	0,311	0,010	0,032		
Влажность на границе текучести	д.ед.	11	0,365	0,428	0,398	0,018	0,045		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	11	0,194	0,215	0,202	0,007	0,035		
Число пластичности	д.ед.	11	0,171	0,213	0,196	0,013	0,066		
Показатель текучести	д.ед.	11	0,507	0,623	0,555	0,040	0,072		
Плотность грунта	г/см ³	11	1,80	1,99	1,91	0,060	0,031		
Плотность частиц грунта	г/см ³	11	2,71	2,74	2,72	0,010	0,004		
Плотность сухого грунта	г/см ³	11	1,36	1,53	1,46	0,054	0,037		
Пористость	%	11	43,47	49,83	46,44	2,024	0,044		
Коэффициент пористости	д.ед.	11	0,769	0,993	0,870	0,071	0,082		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	11	0,874	1,000	0,965	0,047	0,049		
Относит. сод-ние органических в-в	д.ед.	3	0,019	0,026	0,023				
Коэффициент фильтрации	м/сут	1	0,000026	0,000026	0,000026				
Угол внутреннего трения в ест. состоянии	град.	6	12	20	17	2,944	0,170	16	15
Удельное сцепление в ест. состоянии	кПа	6	26	33	30	2,483	0,082	29	28
Коэффициент внутреннего трения в ест. состоянии	д.ед.	6	0,210	0,370	0,312	0,059	0,189		
Коэффициент сжимаемости в ест. состоянии	д.ед.	6	0,327	0,399	0,367	0,031	0,084		
Одометрический модуль деформации в ест. состоянии	МПа	6	4,6	5,5	5,1	0,346	0,068		
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	10,10	11,24	10,67				

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Поправочный коэффициент для модуля деформации, полученного по результатам штамповых испытаний грунтов в естественном состоянии (m _{oed})	2,09								
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	11	0,0	0,0	0,0				
10-5	%	11	0,0	0,0	0,0				
5-2	%	11	0,0	0,0	0,0				
2-1	%	11	0,0	0,4	0,1				
1-0,5	%	11	0,1	1,9	0,7				
10,5-0,25	%	11	0,5	7,8	4,1				
0,25-0,10	%	11	4,5	13,7	10,1				
0,10-0,05	%	11	11,9	23,9	16,5				
0,05-0,01	%	11	21,0	40,7	30,5				
0,01-0,002	%	11	16,1	24,9	20,8				
<0,002	%	11	10,0	22,7	17,2				
Примечание – в результате сопоставления штамповых и лабораторных испытаний получен поправочный коэффициент m _{oed} = 2,09; модуль деформации, полученный в лабораторных условиях, с учетом m _{oed} : E _{oed} = 10,67 МПа (в ест. состоянии).									

Таблица 13 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-8

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	16	0,179	0,268	0,224	0,026	0,116		
Влажность на границе текучести	д.ед.	16	0,384	0,550	0,475	0,054	0,114		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	16	0,201	0,276	0,240	0,023	0,096		
Число пластичности	д.ед.	16	0,174	0,282	0,235	0,034	0,145		
Показатель текучести	д.ед.	16	<0	<0	<0				
Плотность грунта	г/см ³	16	1,81	2,10	2,00	0,087	0,044	1,97	1,96
Плотность частиц грунта	г/см ³	16	2,73	2,80	2,77	0,025	0,009		
Плотность сухого грунта	г/см ³	16	1,43	1,76	1,63	0,100	0,061		

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

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Пористость	%	16	35,63	48,08	40,94	3,740	0,091		
Коэффициент пористости	д.ед.	15	0,554	0,882	0,685	0,097	0,142		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	16	0,784	1,000	0,891	0,062	0,070		
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	17,25	18,80	18,03				
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	16	13,6	21,2	17,4				
10-5	%	16	5,2	10,7	7,6				
5-2	%	16	4,2	7,8	5,8				
2-1	%	16	0,1	0,8	0,3				
1-0,5	%	16	0,1	2,0	1,0				
10,5-0,25	%	16	0,3	3,7	1,9				
0,25-0,10	%	16	1,0	6,6	4,3				
0,10-0,05	%	16	4,2	9,4	6,8				
0,05-0,01	%	16	13,3	34,8	23,9				
0,01-0,002	%	16	9,6	21,4	15,4				
<0,002	%	16	11,5	23,0	15,5				

Таблица 14 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-9

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	6	0,266	0,296	0,281	0,011	0,039		
Влажность на границе текучести	д.ед.	6	0,337	0,359	0,347	0,008	0,023		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	6	0,232	0,270	0,247	0,014	0,057		
Число пластичности	д.ед.	6	0,089	0,114	0,100	0,011	0,110		
Показатель текучести	д.ед.	6	0,292	0,391	0,340	0,036	0,106		
Плотность грунта	г/см ³	6	1,85	1,96	1,90	0,046	0,024	1,88	1,87
Плотность частиц грунта	г/см ³	6	2,70	2,72	2,71	0,010	0,004		
Плотность сухого грунта	г/см ³	6	1,44	1,54	1,49	0,041	0,028		
Пористость	%	6	43,53	46,62	45,21	1,390	0,031		

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH		Лист
										26

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности		
								0,85	0,95	
Коэффициент пористости	д.ед.	6	0,771	0,873	0,826	0,046	0,056			
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	6	0,843	0,988	0,925	0,053	0,057			
Угол внутреннего трения в ест. состоянии	град.	6	20	25	22	1,897	0,086	21	20	
Удельное сцепление в ест. состоянии	кПа	6	23	36	28	4,622	0,166	26	24	
Коэффициент внутреннего трения в ест. состоянии	д.ед.	6	0,370	0,465	0,403	0,035	0,087			
Коэффициент сжимаемости в ест. состоянии	д.ед.	6	0,215	0,232	0,225	0,007	0,031			
Одометрический модуль деформации в ест. состоянии	МПа	6	7,6	8,7	8,1	0,403	0,050			
Степень засоленности грунтов легкорастворимыми солями	%	3	0,036	0,054	0,044					
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	13,42	15,13	14,28					
Поправочный коэффициент для модуля деформации, полученного по результатам штамповых испытаний грунтов в естественном состоянии (moed)	1,76									
Гранулометрический (зерновой) состав										
>10	%	6	0,0	0,0	0,0					
10-5	%	6	0,0	0,0	0,0					
5-2	%	6	0,0	0,0	0,0					
2-1	%	6	0,1	0,5	0,2					
1-0,5	%	6	0,1	4,7	1,9					
10,5-0,25	%	6	0,9	8,5	6,4					
0,25-0,10	%	6	16,2	57,7	28,0					
0,10-0,05	%	6	12,7	28,4	23,4					
0,05-0,01	%	6	8,8	19,8	16,3					
0,01-0,002	%	6	8,8	16,3	13,8					
<0,002	%	6	6,9	12,7	10,0					
Примечание – в результате сопоставления штамповых и лабораторных испытаний получен поправочный коэффициент moed = 1,76; модуль деформации, полученный в лабораторных условиях, с учетом moed: Eoed = 14,28 МПа (в ест. состоянии).										
Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №								Лист
			2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH							27
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					

Таблица 15 – Нормативные и расчетные характеристики физических свойств по ИГЭ-10

Характеристика грунта	Единица измерения	Количество определений	Минимальное значения	Максимальное значения	Нормативное значения	Среднеквадратичное отклонение	Коэффициент вариации	Расчетное значение при доверительной вероятности	
								0,85	0,95
Природная влажность	д.ед.	10	0,203	0,292	0,234	0,030	0,128		
Влажность на границе текучести	д.ед.	10	0,391	0,574	0,434	0,056	0,129		
Влажность на границе раскатывания	д.ед.	10	0,200	0,289	0,222	0,027	0,122		
Число пластичности	д.ед.	10	0,180	0,285	0,211	0,031	0,147		
Показатель текучести	д.ед.	10	0,005	0,173	0,053				
Плотность грунта	г/см ³	10	1,93	2,08	1,99	0,052	0,026		
Плотность частиц грунта	г/см ³	10	2,74	2,78	2,76	0,014	0,005		
Плотность сухого грунта	г/см ³	10	1,52	1,70	1,62	0,058	0,036		
Пористость	%	10	37,81	45,43	41,39	2,338	0,056		
Коэффициент пористости	д.ед.	10	0,608	0,833	0,709	0,069	0,097		
Коэффициент водонасыщения	д.ед.	10	0,797	1,000	0,903	0,066	0,073		
Степень засоленности грунтов легкорастворимыми солями	%	3	0,024	0,050	0,036				
Результаты штамповых испытаний	МПа	2	19,88	21,22	20,55				
Гранулометрический (зерновой) состав									
>10	%	10	11,0	23,7	16,6				
10-5	%	10	8,4	17,9	14,5				
5-2	%	10	4,7	12,6	7,9				
2-1	%	10	0,1	1,0	0,2				
1-0,5	%	10	0,1	2,2	0,9				
10,5-0,25	%	10	0,2	5,4	2,5				
0,25-0,10	%	10	1,6	14,4	6,6				
0,10-0,05	%	10	4,2	14,0	10,5				
0,05-0,01	%	10	11,2	31,5	17,1				
0,01-0,002	%	10	7,1	17,0	12,9				
<0,002	%	10	6,4	15,0	10,3				

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист 28
------	--------	------	--------	---------	------	----------------------------	------------

Таблица 16 - Сопоставительная таблица нормативных характеристик грунтов выделенных ИГЭ

№ ИГЭ	Наименование грунта	Нормативные характеристики грунтов по лабораторным данным					Нормативные характеристики грунтов по методике ДальНИИГосстроя			Модуль общей деформации по результатам штамповых испытаний грунтов E, МПа	Поправочный коэффициент m _{оed}
		Плотность грунта ρ, г/см ³	Угол внутреннего трения в ест. состоянии, φ град,	Удельное сцепление в ест. состоянии, кПа	Одометрический модуль деформации в ест. состоянии, МПа Модуль общей деформации (в естественном состоянии) по лабораторным данным с учетом поправочного коэффициентов	Одометрический модуль деформации в водонас. состоянии, МПа Модуль общей деформации (в естественном состоянии) по лабораторным данным с учетом поправочного коэффициентов m _{оed} ,	Угол внутреннего трения φ, °	Удельное сцепление грунта C, кПа	Модуль общей деформации E, МПа		
1а	Техногенный грунт: суглинок галечниковый тугопластичный (гравия, гальки до 49%) (tQ)	2,00	-	-	-	-	-	-	-	18,50	-
1б	Техногенный грунт: глина легкая пылеватая полутвердая (tQ)	1,96	20	42	$\frac{10,6}{22,79}$	$\frac{10,1}{21,71}$	-	-	-	22,79	2,15
2а	Глина легкая пылеватая полутвердая (aQ)	1,92	20	40	$\frac{8,3}{18,24}$	$\frac{8,0}{17,58}$	-	-	-	18,24	2,20
2б	Глина легкая пылеватая тугопластичная (aQ)	1,92	18	38	$\frac{6,1}{12,80}$	-	-	-	-	12,80	2,10
3а	Суглинок тяжелый песчанистый полутвердый (aQ)	2,03	23	30	$\frac{9,2}{25,19}$	$\frac{8,8}{24,09}$	-	-	-	25,19	2,74
3а-1	Суглинок галечниковый полутвердый (гравия, гальки до 35%) (aQ)	2,04	-	-	-	-	13	39	21,6	20,30	-
4а	Галечниковый грунт с суглинистым тугопластичным заполнителем (заполнителя до 48%) (aQ)	2,07	-	-	-	-	15	7	31	27,97	-
4б	Галечниковый грунт с песчаным водонасыщенным заполнителем (заполнителя до 45%) (aQ)	2,07	-	-	-	-	-	-	-	22,56	-
5	Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения (aQ)	1,83	34	3	12,2	11,3	-	-	-	12,01	-
6а	Глина легкая пылеватая полутвердая (dQ)	1,94	17	38	$\frac{9,1}{18,86}$	$\frac{8,6}{17,82}$	-	-	-	18,86	2,07
6б	Глина легкая пылеватая тугопластичная (dQ)	1,93	18	37	$\frac{6,3}{12,86}$	-	-	-	-	12,86	2,04
6в	Глина легкая пылеватая мягкопластичная (dQ)	1,91	17	30	$\frac{5,1}{10,67}$	-	-	-	-	10,67	2,09
8	Глина щебенистая твердая (дресвы, щебня до 38%) (dQ)	2,00	-	-	-	-	12	63	18,1	18,03	-
9	Суглинок легкий песчанистый тугопластичный (выветрелый песчаник) (eP)	1,90	22	28	$\frac{8,1}{14,28}$	-	-	-	-	14,28	1,76
10	Глина дресвяная полутвердая (выветрелый аргиллит) (дресвы, щебня до 50%) (eP)	1,99	-	-	-	-	14	42	21,5	20,55	-

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

Лист

29

Таблица 17 - Сводная таблица рекомендуемых и расчетных значений физико-механических свойств грунтов выделенных ИГЭ

№ ИГЭ	Наименование грунта	Нормативные характеристики				Расчеты оснований по деформациям			Расчеты оснований по несущей способности			Расчетное сопротивление R, кПа
		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	
1а	Техногенный грунт: суглинок галечниковый тугопластичный (гравия, гальки до 49%) (tQ)	2,00	-	-	18,50	1,99	-	-	1,98	-	-	150
1б	Техногенный грунт: глина легкая пылеватая полутвердая (tQ)	1,96	20	42	21,71	1,94	19	41	1,93	18	41	150
2а	Глина легкая пылеватая полутвердая (аQ)	1,92	20	40	17,58	1,89	19	38	1,88	18	38	318*
2б	Глина легкая пылеватая тугопластичная (аQ)	1,92	18	38	12,80	1,89	16	35	1,87	15	32	265*
3а	Суглинок тяжелый песчанистый полутвердый (аQ)	2,03	23	30	24,09	2,00	22	28	1,99	22	26	291*
3а-1	Суглинок галечниковый полутвердый (гравия, гальки до 35%) (аQ)	2,04	13	39	20,30	2,02	13	37	2,01	13	36	309*
4а	Галечниковый грунт с суглинистым тугопластичным заполнителем (заполнителя до 48%) (аQ)	2,07	15	7	27,97	2,05	15	6	2,04	15	6	450
4б	Галечниковый грунт с песчаным водонасыщенным заполнителем (заполнителя до 45%) (аQ)	2,07	-	-	22,56	2,05	-	-	2,04	-	-	600
5	Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения (аQ)	1,83	34	3	11,30	1,81	33	2	1,79	33	2	200
6а	Глина легкая пылеватая полутвердая (dQ)	1,94	17	38	17,82	1,93	16	36	1,92	15	34	326*
6б	Глина легкая пылеватая тугопластичная (dQ)	1,93	18	37	12,86	1,92	17	34	1,91	15	31	266*
6в	Глина легкая пылеватая мягкопластичная (dQ)	1,91	17	30	10,67	1,89	16	29	1,88	15	28	226*
8	Глина щебенистая твердая (дресвы, щебня до 38%) (dQ)	2,00	12	63	18,03	1,97	12	61	1,96	12	60	415*
9	Суглинок легкий песчанистый тугопластичный (выветрелый песчаник) (eP)	1,90	22	28	14,28	1,88	21	26	1,87	20	24	195*
10	Глина дресвяная полутвердая (выветрелый аргиллит) (дресвы, щебня до 50%) (eP)	1,99	14	42	20,55	1,97	13	40	1,96	13	38	383*

* - значения принято методом интерполяции

Примечания:

1. Рекомендуемые нормативные и расчетные значения C, φ грунтов ИГЭ-1б, ИГЭ-2а, ИГЭ-3а, ИГЭ-5, ИГЭ-6а, ИГЭ-9 приведены по лабораторным данным в водонасыщенном состоянии;
2. Рекомендуемые нормативные и расчетные значения C, φ грунтов ИГЭ-2б, ИГЭ-6б, ИГЭ-6в приведены по лабораторным данным в естественном состоянии;
3. Рекомендуемые нормативные и расчетные значения C, φ грунтов ИГЭ-3а-1, ИГЭ-4а, ИГЭ-4б, ИГЭ-8, ИГЭ-10 приведены согласно «Методике оценки прочности и сжимаемости крупнообломочных грунтов с пылеватым и глинистым заполнителем» (приложение Н);
4. Рекомендуемые модули деформации E грунтов ИГЭ-1б, ИГЭ-2а, ИГЭ-3а, ИГЭ-6а приведены по лабораторным данным в водонасыщенном состоянии с учетом поправочного коэффициента m_{oed} , полученного по результатам штамповых испытаний грунтов;
5. Рекомендуемые модули деформации E грунтов ИГЭ-2б, ИГЭ-6б, ИГЭ-6в, ИГЭ-9 приведены по лабораторным данным в естественном состоянии с учетом поправочного коэффициента m_{oed} , полученного по результатам штамповых испытаний грунтов;
6. Рекомендуемые модули деформации E грунтов ИГЭ-5 приведены по лабораторным данным в водонасыщенном состоянии;
7. Рекомендуемые модули деформации E грунтов ИГЭ-1а, ИГЭ-3а-1, ИГЭ-4а, ИГЭ-4б, ИГЭ-8, ИГЭ-10 приведены по результатам штамповых испытаний;
8. Расчетные сопротивления грунтов приведены согласно таблицам Б.1, Б.2, Б.3, Б.8, Б.9 СП 22.13330.2016.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

Лист

30

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Сведения о проектной мощности проектируемого нефтепровода приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Проектная мощность проектируемых трубопроводов

Наименование	Протяженность, м	Проектная мощность по нефти, т/год	Проектная мощность по жидкости, м ³ /год
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601»	67,18	2190,0	3467,5
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614»	1671,8	2190,0	3577,0
Выкидной трубопровод «скв. № 518 – ГЗУ-0619»	1435,8	2190,0	3467,5

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

7.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Продукция проектируемой добывающей скважины № 509 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, после замера жидкости индивидуальным счётчиком типа СКЖ по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу поступает в существующий нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601».

Продукция проектируемой добывающей скважины № 527 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по проектируемому выкидному трубопроводу поступает в групповую замерную установку АГЗУ-0614 для замера дебита скважины по жидкости и газу, далее по существующему нефтегазосборному трубопроводу на ДНС-0604.

Продукция проектируемой добывающей скважины № 518 под давлением, создаваемым глубинно-насосным оборудованием, по проектируемому выкидному трубопроводу поступает в групповую замерную установку АГЗУ-0619 для замера дебита скважины по жидкости и газу, далее по существующему нефтегазосборному трубопроводу на ДНС-0604.

Для предотвращения и удаления АСПО в глубинно-насосном оборудовании предусматриваются штанги с полиамидными скребками.

В случае аварийной ситуации при давлении $P < 0,3$ МПа; $P > 4,0$ МПа проектной документацией предусматривается остановка глубинно-насосного оборудования.

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

Для очистки выкидных трубопроводов со скважин 527, 518 от АСПО предусматривается подача реагента устьевым блоком подачи реагента (УБПР), количество и марка реагента определяется Заказчиком ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Установка УБПР на скважине № 509 не предусматривается ввиду малой протяженности проектируемого нефтегазосборного трубопровода (67,18 м).

Границей проектирования является край обвалования площадки скважин.

В соответствии с п. 10.2.15 СП 284.1325800.2016 при подводном переходе трубопровода со скв. № 518 через р. Тулва на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % предусмотрены узлы запорной арматуры. Для исключения дублирования запорной арматуры, отключающая арматура, с одной стороны водной преграды, предусмотрена на приустьевой площадке скважины № 518.

В качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые с выдвижным шпинделем фланцевые (климатическое исполнение УХЛ1) с ручным приводом в климатическом исполнении УХЛ1. Класс герметичности затвора арматуры – «А» согласно ГОСТ 9544-2015. Запорная арматура оснащается указателями положений «Открыто», «Закрыто». Для контроля давления в трубопроводах устанавливаются показывающие манометры коррозионноустойчивые.

Принципиальные технологические схемы сбора и транспорта нефти со скважин № 509, 527, 518 приведены на листах 2021/354/ДС112-PD-TKR1.GCH-1, 2, 3.

Узел запорной арматуры при переходе через водную преграду приведен на листе 2021/354/ДС112-PD-TKR1.GCH-4.

7.2 Сведения о категории, классе линейного объекта

Проектная документация на промысловый трубопровод разработана на основании:

- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. № 534.

К промысловым трубопроводам относятся трубопроводы от скважин. В соответствии с п.5.6 СП 284.1325800.2016 границей технологической и линейной части трубопровода является обвалование куста скважин.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
							33

Согласно СП 284.1325800.2016 п.5.3, п.6.2 проектируемые трубопроводы относятся к III классу III категории.

Категории участков трубопроводов приняты в соответствии с таблицей 2 СП 284.1325800.2016, и приведены в таблице 19 и в графической части тома 2 (2021/354/ДС112-PD-PPO).

Таблица 19 – Категории участков проектируемых трубопроводов

Наименование участков	Категория участков по СП 284.1325800.2016
Переходы через водные преграды несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части	II
Участки протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	II
Узлы линейной запорной арматуры	II
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	II
Пересечения с ЛЭП высокого напряжения	III
Остальные участки	III

7.3 Гидравлический расчет трубопроводов

Гидравлический расчет текущего и перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения произведены в программном комплексе «ИСТП». Гидравлический расчет представлен в приложении А.

В результате гидравлического расчета для проектируемых трубопроводов принято использовать трубы типоразмером 89х5 мм.

7.4 Расчет толщины стенки трубопровода

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

Расчет толщины стенки трубопроводов выполнен по формуле (7) СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»:

$$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot d_e}{2 \cdot (R + 0,6 \cdot \gamma_f \cdot p_n)}, (\text{см})$$

где R – расчетное напряжение материала стенки трубы, кгс/см².

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

Расчетное напряжение материала стенки трубы определяем по формуле (9) СП 284.1325800.2016 для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты:

$$R = \frac{R_{yn} \gamma_s}{\gamma_n}$$

При расчете толщины стенок трубопровода прибавку на компенсацию коррозионного износа к расчетной толщине стенки нужно выбирать, исходя из условия обеспечения необходимого расчетного срока службы трубопровода и скорости коррозии.

Для трубопроводов с внутренним покрытием скорость коррозии принимается не более 0,1 мм/год.

Согласно проектной документации предусматривается срок эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет, добавка к толщине стенки C_1 на коррозию принимается 2,5 мм.

Расчетная толщина стенки с учетом C_1 определяется по формуле:

$$t_p \geq t + C_1$$

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

Исходные данные для расчета приведены в таблице 20. Результаты расчета приведены в таблице 21.

Таблица 20 – Исходные данные для расчета толщины стенки

Обозначение	Описание	Источник	Значение
γ_f	Коэффициент надежности по нагрузке	СП 284.1325800.2016, таблица 6	1,15
η	Коэффициент несущей способности труб	СП 284.1325800.2016 п. 13.2	1,0
p_n	Максимальное рабочее давление, МПа		4,0
d_e	Наружный диаметр трубы, мм	согласно гидравлического расчета	89
R_{yn}	нормативное сопротивление материала труб по текучести, МПа	для стали 20	245
γ_n	коэффициент надежности по назначению трубопровода	СП 284.13258.2016, таблица 3	1,0

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
							35

γ_s	коэффициент условий работы трубопровода, транспортирующих сероводородосодержащие продукты	СП 284.13258.2016, таблица 12	0,5
------------	---	-------------------------------	-----

Таблица 21 – Результаты расчета толщины стенки

D, мм	R, МПа	t, мм	C ₁ , мм	t _p , мм	Принятая толщина стенки, мм
89	147	1,64	2,5	4,14	5,0

Согласно выполненным расчетам к строительству приняты трубы диаметром 89 мм с толщиной стенки 5 мм.

7.5 Расчет безопасного ресурса эксплуатации трубопровода

Остаточный ресурс трубопровода определяется согласно методике ОСТ 153-39.4-010-2002 по формуле 7.4:

$$\tau_{\text{ост}} = \frac{t_{\text{мин}} - t_{\text{отб}}}{V_{\text{ср}}}, \text{ лет}$$

- где $t_{\text{мин}}$ - номинальная толщина стенки трубопровода, мм;
- $t_{\text{отб}}$ - отбраковочная толщина стенки, мм;
- $V_{\text{ср}}$ - средняя скорость коррозии, условно принята 0,1 мм/год.

Расчет критической толщины стенки труб и деталей промышленного трубопровода при отбраковке определяется по формуле:

$$\delta_{\text{отб}} = \frac{nP \alpha D_H}{2(R_1 + nP)} \text{ или } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \geq 0,75 ;$$

$$\delta_{\text{отб}} = \frac{nP \alpha D_H}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)} \text{ или } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} < 0,75 ,$$

- где:
- $\delta_{\text{отб}}$ - отбраковочная толщина стенки, мм;
- R_1^H - нормативное временное сопротивление металла труб и деталей, $R_1^H = 412$ МПа;
- R_2^H - нормативный предел текучести металла труб и деталей, $R_2^H = 245$ МПа;
- m_2 - коэффициент условий работы трубопровода, $m_2 = 0,75$;
- m_3 - коэффициент работы материала трубопровода, $m_3 = 1,0$.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист 36

$$\frac{R_2^m m_3}{R_1^m m_2} = \frac{245 \cdot 1,0}{412 \cdot 0,75} = 0,79 \geq 0,75$$

следовательно

$$\delta_{отб} = \frac{nPaD_n}{2(R_1 + nP)}$$

где n - коэффициент перегрузки рабочего давления, $n = 1,2$;

P - максимальное рабочее давление в трубопроводе, $P = 4,0$ МПа;

α - коэффициент несущей способности, для труб и деталей $\alpha = 1,0$;

D_n - наружный диаметр трубопровода, м;

R_1 - расчетное сопротивление материала труб, МПа, определяемое по формуле ,

$$R_1 = R_1^m \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot K_1$$

где K_1 - коэффициент однородности материала труб и деталей, $K_1 = 0,8$;

m_1 - коэффициент условий работы материала труб и деталей, $m_1 = 0,8$.

$$R_1 = 412 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot 0,8 = 197,76 \text{ МПа}$$

По таблице 1 приложения № 8 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» № 534 от 15.12.2020 наименьшая допустимая толщина стенки промыслового трубопровода для труб и деталей диаметром 114 мм и менее составляет 2,0 мм.

Номинальная толщина стенки по расчету, выполненному в п. 8.3 данного тома составляет для трубопровода диаметром 89 мм - 5,0 мм;

Исходные данные и результаты расчета ресурса безопасной эксплуатации трубопроводов приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Исходные данные и результаты расчета ресурса безопасной эксплуатации трубопроводов

Наружный диаметр, мм	Максимальное рабочее давление, МПа	Расчетная критическая толщина стенки, мм	Принятая допустимая толщина стенки, мм	Номинальная принятая толщина стенки, мм	Расчетный ресурс трубопровода, лет
89	4,0	1,05	2,0	5,0	39,5

Назначенный ресурс (срок службы) трубопровода принят 25 лет.

По окончании срока назначенного ресурса трубопроводов, эксплуатация трубопровода должна быть прекращена для оценки его остаточной прочности.

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

Таблица 23 – Результаты расчета устойчивости положения

Наименование участков	D _н x S трубы, мм	γ _а	Q _{акт} , Н/м	Q _{пас} /γ _а , Н/м	Условие Q _{акт} ≤ Q _{пас} / γ _а
Выкидной трубопровод "скв. № 527 - ГЗУ-0614"					
Обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности	89x5	1,05	285,62	111,25	не выполняется
Обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности	89x5 в кожухе 325x10	1,05	1306,54	834,37	не выполняется
Выкидной трубопровод "скв. № 518 - ГЗУ-0619"					
Русло р. Тулва	89x5 в кожухе 325x10	1,1	1113,84	796,45	не выполняется
Обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности	89x5	1,05	285,62	111,25	не выполняется
Обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности	89x5 в кожухе 325x10	1,05	1306,54	834,37	не выполняется

Условие устойчивости положения против всплытия проектируемых участков переходов через обводненные участки и р. Тулва не выполняется, поэтому предусматривается установка утяжелителей.

Шаг расстановки утяжелителей определяется по формуле:

$$L = (m_r \cdot g - \rho_v \cdot g \cdot V_r) / q_{б.в}^H,$$

где m_r – масса железобетонного утяжелителя, кг;

V_r – объем железобетонного утяжелителя, м³.

Величина нормативной интенсивности балластировки – вес в воде, Н/м, определяется по формуле:

$$q_{б.в}^H = \frac{1}{n_б} (\gamma_a \cdot q_v + q_{изг} - q_{тр}),$$

где n_б – коэффициент надежности по нагрузке, принимаемый для железобетонных утяжелителей равным 0,9, для контейнеров текстильных – 0,85.

Исходные данные и результаты расчета шага расстановки утяжелителей приведены в таблице 24.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист 39

Таблица 24 – Исходные данные и результаты расчета шага расстановки утяжелителей на нефтепроводе

Наименование участков	Марка утяжелителя	Д _н x S трубы, мм	Масса пригруза, кг	Объем пригруза, м ³	Шаг расстановки пригрузов, м
Русло	Утяжелитель кольцевой 2-УТК-325-12	89x5 в кожухе 325x10	552	0,24	8,0
Обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности	Контейнер текстильный КТ-140	89x5	161	0,1	2,5
Обводненные и заливаемые участки в пределах ГВВ 1% обеспеченности	Контейнер текстильный КТ-300	89x5 в кожухе 325x10	800	0,5	5,0

7.7 Характеристика параметров трубопровода

К строительству проектируемых трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные из стали 20, группы В по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74 с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Трубы стальные бесшовные должны быть из катаной или кованой заготовки по ГОСТ 1050-2013, с ударной вязкостью не ниже 30 Дж/см², с гидроиспытанием каждой трубы по ГОСТ 3845-2017, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы.

Нормативный срок службы трубопровода – не менее 25 лет.

Основной способ прокладки трубопровода - подземный.

Фасонные части трубопроводов приняты по ГОСТ с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием для наземных участков; с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа для подземных участков, зона без покрытия не более 50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений. Гнутые отводы предусматриваются с радиусомгиба 4DN.

В соответствии с п. 10.2.15 СП 284.1325800.2016 при подводном переходе трубопровода со скв. № 518 через р. Тулва на обоих берегах на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % предусмотрены узлы запорной арматуры DN80 PN40. С учетом расположения скважины в непосредственной близости от границы разлива ГВВ 10% (расстояние от обвалования до границы ГВВ 10% составляет 104 м), а также с целью исключения

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ТКR1.ТСН	Лист 40

дублирования арматуры проектом предусмотрена установка запорной арматуры выше уровня ГВВ 10% на приустьевой площадке скважины № 518 с одной стороны и на ПК 4+45,0 - с другой стороны подводного перехода.

Запорная арматура предусматривается с ручным управлением, в соответствии с параметрами транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С - от минус 10 до +150;
- температура окружающей среды, °С - от минус 60 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4,0;
- герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- климатическое исполнение – УХЛ1;
- срок службы, лет – 30.

Запорная арматура оснащается указателями положений «Открыто», «Закрыто».

Изоляция сварных стыков участков трубопровода в полевых условиях выполняется термоусаживающимися манжетами «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004 в комплекте с замковой пластиной «ТИАЛ-ЗП».

Контроль сварных стыков – 100 % радиографическим методом.

Рабочее давление проектируемых трубопроводов принято 4,0 МПа.

Проектируемые линейные объекты приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Перечень проектируемых линейных сооружений

Наименование	Единица измерения	Кол.	Характеристика
1 этап. Скважина № 509			
Нефтегазосборный трубопровод «скв. № 509 - т.вр. в трубопровод «ГЗУ-0612 – УСУ-0601» общая протяженность, в т.ч.	м	117,1	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
- в пределах площадки;	м	49,92	
- линейная часть	м	67,18	
Разрезной защитный футляр (кожух) (под проектируемой автомобильной дорогой на	м	16	Труба стальная электросварная прямошовная Ø426x10 по ГОСТ 10704-91/ ст.10 гр. В

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

Наименование	Единица измерения	Кол.	Характеристика
существующем трубопроводе (Ø159)			ГОСТ 10705-80 Изоляция наружная в трассовых условиях ленточная полимерная «усиленного типа» по ГОСТ Р51164-98 (конструкция 15 таблица 1)
2 этап. Скважина № 527			
Выкидной трубопровод «скв. № 527 – ГЗУ-0614» общая протяженность, в т.ч. - в пределах площадки; - линейная часть	м м м	1694,2 22,4 1671,8	Труба стальная бесшовная горячедеформированная Ø89x5,0 мм по ГОСТ 8732-78/ГОСТ 8731-74, материал – сталь 20 группы В с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, зона без покрытия не более 30-50 мм, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
Защитные футляры (кожухи) (при пересечении с ВЛ-110, 500 кВ в соответствии с ТУ ПАО «Россети» - МЭС Урала, ПАО «Россети Урал» - «Пермэнерго»), под дорогой на проектируемом трубопроводе (Ø89x5,0)	м	153	Труба стальная электросварная прямошовная Ø325x10 по ГОСТ 10704-91/ ст.10 гр.В ГОСТ 10705-80 Изоляция наружная в трассовых условиях ленточная полимерная «усиленного типа» по ГОСТ Р51164-98 (конструкция 15 таблица 1)
Разрезной защитный футляр (кожух) (на существующем газопроводе ПЭ160 в соответствии с ТУ АО «Газпром газораспределение Пермь»)	м	20	Труба стальная электросварная прямошовная Ø325x8 по ГОСТ 10704-91/ ст.10 гр. В ГОСТ 10705-80 Изоляция наружная в трассовых условиях ленточная полимерная «усиленного типа» по ГОСТ Р51164-98 (конструкция 15 таблица 1)
Разрезной защитный футляр (кожух) (на существующих кабелях связи в соответствии с ТУ ПАО «Ростелеком»)	м	12	Труба стальная электросварная прямошовная Ø57x3,5 по ГОСТ 10704-91/ ст.10 гр. В ГОСТ 10705-80 Изоляция наружная в трассовых условиях ленточная полимерная «усиленного типа» по ГОСТ Р51164-98 (конструкция 15 таблица 1)
3 этап. Скважина № 518			
Выкидной трубопровод			Труба стальная бесшовная

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ТКР1.ТСН	Лист 42
------	--------	------	--------	---------	------	----------------------------	------------

7.8 Очистка и испытание трубопроводов

Очистка и испытание трубопроводов выполняется в соответствии с требованиями раздела 24 СП 284.1325800.2016.

Испытание трубопроводов предусматривается гидравлическое.

Расчетное давление трубопроводов принято 4,0 МПа.

Давление гидравлического испытания на прочность приведено в таблице 26.

Проверка на герметичность участка или трубопровода в целом проводится после испытания на прочность при снижении испытательного давления до рабочего и выдержки трубопровода в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Очистка внутренней полости трубопроводов предусматривается промывкой водой без пропуска очистного поршня.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

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

Полное вытеснение воды произвести путем продувки воздухом.

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

Испытание трубопровода на прочность и проверка на герметичность проводится после полной готовности участка или всего трубопровода: укладки трубопровода в траншею и его полной засыпки.

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

Гидравлическое испытание трубопроводов выполняется по наряд-допуску.

При невозможности выполнения гидравлического испытания в зимний период допускается проведение пневматического испытания трубопровода.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

Таблица 26 – Параметры испытания на прочность участков трубопроводов

Этапы испытания, наименование участков трубопроводов	Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность, ч	
	Способ испытаний			
	Гидравлический	Пневматический	Гидравлический	Пневматический
<p>1 Испытание в два этапа:</p> <p>1.1 Переходы через водные преграды несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части</p> <p>1.2 Участки протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10 % обеспеченности</p> <p>Первый этап: после укладки</p> <p>Второй этап: одновременно с прилегающими участками трубопровода</p>	1,25 <i>P_{раб.}</i>	1,25 <i>P_{раб.}</i>	12	12
<p>1.3 Узлы линейной запорной арматуры</p> <p>Первый этап: до укладки</p> <p>Второй этап: одновременно с прилегающими участками трубопровода</p>	1,25 <i>P_{раб.}</i>	Не испытывают	6	-
<p>1.4 Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации</p> <p>Первый этап: до укладки</p> <p>Второй этап: одновременно с прилегающими участками трубопровода</p>	1,5 <i>P_{раб.}</i>	Не испытывают	6	-
<p>1.5 Пересечения с воздушными линиями электропередачи напряжением 500 кВ и более</p> <p>Первый этап: до укладки</p> <p>Второй этап: одновременно с прилегающими участками трубопровода</p>	1,5 <i>P_{раб.}</i>	Не испытывают	6	-

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

Этапы испытания, наименование участков трубопроводов	Давление испытания в верхней точке, МПа	Продолжительность, ч		
	Способ испытаний			
	Гидравлический	Пневматический	Гидравлический	Пневматический
2 Испытание в один этап одновременно со всем трубопроводом: - остальные участки, кроме вышеуказанных	1,1 <i>P_{раб.}</i>	1,1 <i>P_{раб.}</i>	12	12

Перед началом продувки трубопровода воздухом обозначаются знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ, согласно таблице 27.

Таблица 27 – Зоны безопасности при продувке воздухом

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода, м
80	40	100

При гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопровода после испытаний устанавливаются опасные зоны согласно таблице 28 и обозначаются на местности предупредительными знаками.

Таблица 28 – Зоны безопасности при гидравлическом испытании

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
80	75	600

По завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность трубопровода должно быть осуществлено комплексное опробование. Заполнение трубопровода транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием трубопровода.

Расчет потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах выполнен в томе 5 (2021/354/ДС112-PD-POS) в соответствии с

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
							46

- определение глубины залегания трубопровода;
- определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее двух 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 трассы;
- определение технического состояния технических устройств;
- определение диаметра трубопровода;
- 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 толщиномирию стенки трубопровода;
- 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 трубопровода с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны;
- определение отбраковочной толщины стенки трубопровода;
- 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.

7.11 Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

По данному проекту источниками загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации проектируемых сооружений в рабочем режиме являются неплотности

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист 49

фланцевых соединений узлов подключения к ГЗУ. Данные выбросы предусмотрены Проектом нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Дополнительные выбросы по проектируемым объектам отсутствуют.

Подробные сведения приведены в томах 7.1.1 (2021/354/ДС112-PD-OOS1.1) и 7.1.2 (2021/354/ДС112-PD-OOS1.2).

7.12 Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Для снижения выбросов вредных веществ в окружающую среду при строительстве и эксплуатации проектируемых сооружений предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопровод не имеет фланцевых или других разъемных соединений, кроме узлов подключения к ГЗУ;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды при производстве ремонтных работ.

7.13 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварии

Согласно федеральному закону № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997 г., по каждому факту возникновения аварии на опасном производственном объекте проводится техническое расследование ее причин.

Все аварии и инциденты подразделяются на:

- аварии, приведшие к чрезвычайным ситуациям, классификация их определена постановлением Правительства РФ от 21.05.2007 № 304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», расследуются как чрезвычайные ситуации;
- аварии, приведшие к разрушению сооружений или технических устройств, неконтролируемому взрыву или (и) выбросу опасных веществ;
- инциденты, повлекшие за собой отказы или повреждения технических устройств, отклонения от режима технологических процессов, но не вызвавших разрушения сооружений и технических устройств.

Техническое расследование аварий направлено на установление обстоятельств и причин аварии, размера причиненного вреда, разработку мер по устранению ее последствий и мероприятий для предупреждения аналогичных аварий.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
							50

Работы по ликвидации аварии на трубопроводе выполняются аварийно-восстановительными бригадами (АВБ) или другими подразделениями предприятия.

Все работники подразделений на своих рабочих местах знакомятся с планами ликвидации возможных аварий.

7.14 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопроводов. Надежность и устойчивость трубопроводов. Нагрузки, действующие на трубопроводы

Трасса трубопровода принята по оптимальному пути. Прохождение трассы трубопровода предусматривается согласно акту выбора земельных участков.

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

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки нефтепровода.

Глубина заложения трубопроводов от уровня земли до верха трубы принята на глубину не менее:

- 0,8 м на непахотных землях;
- 1,0 м на пахотных землях.

Ширина траншеи принята исходя из диаметра проектируемого трубопровода в соответствии с требованиями НТД.

При взаимном пересечении промышленных трубопроводов расстояние между ними принимается не менее 350 мм, а пересечение под углом не менее 60°.

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

Расстояние от проектируемых трубопроводов принято в соответствии с СП 284.13258.2016 (п. 9, 23, табл. 7) и ПУЭ (табл. 2.5.40):

- до притрассовых постоянных дорог, предназначенных для обслуживания трубопроводов - не менее 10 м до подошвы насыпи;
- при параллельной прокладке до действующих трубопроводов – не менее 5 м;
- при сближении и параллельном следовании в стесненных условиях с ВЛ-6 кВ осуществляется на расстоянии не менее 5 м. Расстояние от фундаментов опор ВЛ-6 кВ до трубопроводов при их взаимном пересечении - не менее 5 м.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH						Лист
									52
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Протяженность защитного кожуха на переходе через р. Тулва принята, исходя из профиля заложения трубы и выведения концов кожуха за границу меженного горизонта воды не менее, чем за 25 м. Проектом определены границы кожуха на глубине 1,5 м с одной стороны и 2,26 м с другой стороны с целью обеспечения технической возможности замены трубы в кожухе, исключая строительные работы в русле водотока.

При подземном переходе через автодорогу прокладка трубопровода предусматривается в кожухе под углом близким к 90°.

При пересечении проектируемой дорогой существующих действующих коммуникаций предусматриваются защитные разрезные кожухи.

Кожух предусматривается на глубине не менее 1,4 м от верха покрытия дороги (площадки) до верхней образующей защитного кожуха и не менее 0,5 м от дна кювета. Концы футляра должны быть выведены на 5 м от бровки земляного полотна.

В целях предотвращения повреждения трубопровода со скв. № 527 при расчистке охранной зоны ВЛ-110, ВЛ-500 кВ тяжелой техникой в месте пересечения предусмотрены защитные кожухи.

Кожухи предусматриваются из трубы стальной электросварной прямошовной сталь 10 группы В по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80. Для механической защиты труб с покрытием при прокладке в кожухе предусматриваются опорно-направляющие кольца. Для герметизации пространства между защитным кожухом и трубопроводом и исключения разлива транспортируемого продукта на концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты по ТУ 2531-007-01297858-2002. Для защиты манжет устанавливается укрытие защитное типа УЗМГ по ТУ 2296-009-01297858-2005.

Подземный кожух покрывается в трассовых условиях антикоррозийной изоляцией ленточной полимерной усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция 15 таблица 1).

Переходы трубопроводов через автодороги с грунтовым покрытием осуществляются открытым способом.

Пересечение р. Тулва предусмотрено проектом открытым способом, так как в результате выполнения инженерно-геологических изысканий в районе пересечения водотока выявлены грунты, не позволяющие реализовать строительство методом горизонтально-направленного/наклонно-направленного бурения: грунт галечниковый с песчаным заполнителем (заполнителя от 22 до 34 %, соответственно гравия и гальки от 78 до 66 %). В соответствии с п. 10.2.23 СП СП 284.1325800.2016 способ наклонно-направленного бурения должен применяться при условии отсутствия на дне преграды гравийно-галечниковых грунтов (гравия и гальки 30%).

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
							54

- первый слой – Masscoroxy 1264 толщиной 200 мкм;

- второй слой – Masscorug-14 толщиной 40 мкм.

Окраску оборудования и трубопроводов предусмотреть в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 «Окраска и обозначение на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Трассы трубопроводов закрепляются на местности указательными знаками в соответствии с п.9.3.12 СП 284.1325800.2016 и Приказа Ростехнадзора от 11.12.2020г. № 517 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов». В начале, в конце трассы трубопровода, на расстоянии не более 500 м друг от друга, на углах поворота, при переходе через искусственные препятствия установлены указательные знаки.

На щите-указателе должны быть приведены следующие сведения:

- перекачиваемая среда – НЕФТЬ;
- наименование ПТ или входящего в его состав сооружения;
- местоположение оси ПТ от основания знака;
- привязка знака на трассе (километр или пикет трассы);
- диаметр и толщина стенки, мм;
- глубина залегания трубопровода до верхней образующей м;
- охранная зона ПТ;
- телефоны организации, эксплуатирующей ПТ.

Щит-указатель устанавливается в 1 метре от оси подземного трубопровода.

Трубопровод при эксплуатации испытывает нагрузки и воздействия:

- собственный вес трубопровода;
- вес давления грунта;
- предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб);
- внутреннее давление транспортируемой среды;
- вес транспортируемой среды;
- неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (осадки, пучения).

Надежность и устойчивость проектируемого трубопровода обеспечивается следующими проектными решениями:

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

							2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата			56

- свойства исходных материалов для сооружения трубопровода (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий) приняты в соответствии с требованиями нормативных документов (СП 284.1325800.2016, ГОСТ, ТУ на эти изделия).
- конструктивные характеристики трубопровода (толщина стенки трубы и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (СП 284.1325800.2016);
- устанавливаются требования к качеству строительства, которые определяются соответствием результатов контроля качества при сооружении трубопровода требованиям нормативных документов;
- обеспечивается необходимый уровень коррозионной защиты трубопровода в течение всего срока его эксплуатации путем повышения толщины стенки труб и соединительных деталей, применения наружного антикоррозионного покрытия.

7.15 Описание проектных решений по электрохимзащите от коррозии

Согласно ГОСТ 9.602-2016 и ГОСТ Р 55990-2014 (п.6.6, п.15.1.1) при всех способах прокладки, кроме надземной, все трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от условий эксплуатации и коррозионной агрессивности грунта.

Защита трубопроводов от коррозии обеспечивает их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Проектные решения соответствуют требованиям использованных нормативных документов.

В результате геофизических изысканий для оценки коррозионной агрессивности грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали получены значения удельных электрических сопротивлений для изучаемых глубин исследования. По трассам трубопроводов на глубине прокладки труб залегают грунты с УЭС от 13,7 до 92,7 Ом*м, следовательно, согласно ГОСТ 9.602-2016 на данной площади присутствуют грунты, характеризующиеся высокой, средней и низкой коррозионной агрессивностью.

Измеренные значения потенциалов и размах колебаний измеряемой величины (разность наибольшего и наименьшего значений), показали отсутствие блуждающих токов “земля-земля” по всем трассам трубопроводов.

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

										Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH				57

По трассе нефтепровода на глубине прокладки выкидного трубопровода залегают грунты с УЭС от 14,2 до 92,7 Ом*м, следовательно, согласно ГОСТ 9.602-2016 по данной трассе присутствуют грунты, характеризующиеся высокой, средней и низкой коррозионной агрессивностью.

Для защиты проектируемого подземного металлического выкидного трубопровода от электрохимической коррозии проектом предусматривается строительство системы протекторной защиты.

Система протекторной защиты включает в себя установку протекторов типа ПМ-10У.

Для поддержания защитного потенциала на проектируемом выкидном трубопроводе проектной документацией предусмотрена установка групп протекторов ПМ-10У по 2 протектора в группе.

Для подсоединения протекторов к проектируемому трубопроводу и для контроля за коррозионным состоянием трубопровода предусмотрена установка контактного устройства типа КИП.ПСС с одноканальным блоком диодно-резисторным типа БДР(М)-10-1 в пластиковой стойке с неполяризуемым медно-сульфатным электродом длительного действия ЭНЕС-4М.

При падении защитного потенциала ниже минимального значения необходимо произвести замену протекторов.

Для сохранения электрической цепи ЭХЗ на выкидном нефтепроводе проектной документацией предусматривается устройство шунтирующих электроперемычек на проектируемой запорной арматуре на узле № 1.

Для контроля за состоянием проектируемого нефтепровода проектной документацией предусматривается установка на проектируемом узле запорной аппаратуры № 1 контрольно-измерительного пункта типа КИП.ПСС в пластиковой стойке с неполяризуемым медно-сульфатным электродом длительного действия ЭНЕС-4М.

Подсоединение кабелей ЭХЗ к проектируемым участкам выкидного трубопровода предусмотрено в контактном устройстве типа КИП.ПСС из пластиковой стойки с неполяризуемым медно-сульфатным электродом длительного действия ЭНЕС-4М.

Установка и монтаж КИП.ПСС, ЭНЕС-4М и БПИ-2-2 выполняется в соответствии с прилагаемыми инструкциями завода-изготовителя.

Прокладка кабельных линий ЭХЗ предусматривается в земле в траншее на глубине 0,8 м от поверхности земли с подсыпкой из песка и засыпкой из слоя мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлака.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала приведен в таблицах 29, 30. Дополнительной численности для обслуживания не требуется.

Таблица 29 – Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа № 0601

Профессия	Численность, чел.	Категория по СП 44.13330.2011
Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	1	2г
Оператор по добыче нефти и газа 4 разряда	22	2г
Оператор по добыче нефти и газа 5 разряда	6	2г
Оператор по добыче нефти и газа 6 разряда	2	2г
Итого	31	

Таблица 30 – Численно-квалификационный состав обслуживающего персонала бригады по добыче нефти и газа № 0604

Профессия	Численность, чел.	Категория по СП 44.13330.2011
Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	1	2г
Оператор по добыче нефти и газа 4 разряда	18	2г
Оператор по добыче нефти и газа 5 разряда	10	2г
Оператор по добыче нефти и газа 6 разряда	2	2г
Итого	31	

Распределение обслуживающего персонала по рабочим местам (рабочим зонам) приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Распределение обслуживающего персонала

Наименование рабочих мест (зон обслуживания)	Характеристика рабочей зоны (рабочего места)	Обслуживающий персонал
Промысловый трубопровод	непостоянное	оператор по добыче нефти и газа

Постоянные рабочие места проектом не предусмотрены.

Персонал бригады по добыче нефти и газа № 0601 базируется в опорном пункте бригады 0601, где имеются необходимые санитарно-бытовые помещения (санузел, душевая), помещение для сушки спецодежды, комнаты для отдыха и приема пищи. Все работающие обеспечены местами в сушилке и шкафчиками для грязной и чистой одежды.

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

смыывающими и (или) обезвреживающими средствами" на работах, связанных с трудносмыываемыми, устойчивыми загрязнениями: масла, смазки, нефтепродукты, работникам выдается:

- твердое туалетное мыло или жидкие моющие средства;
- очищающие кремы, гели и пасты;
- регенерирующие, восстанавливающие кремы, эмульсии;
- защитные средства гидрофильного действия (впитывающие влагу, увлажняющие кожу).

Льготы и компенсации должны оговариваться коллективным договором ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», трудовым договором и оплачиваются за счет основной деятельности предприятия в процессе его эксплуатации.

11 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта

Проектные решения по системе автоматизации приведены в томе 4.4.7.2 (2021/354/ДС112-PD-ILO.IOS4.7.2).

12 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона от 09.02.2007 г. № 16-ФЗ «О транспортной безопасности» предусматривается в томе 10.3 (2021/354/ДС112-PD-РТА).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH						
Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата				

Приложение А

Общество с ограниченной ответственностью
«Малое инновационное предприятие
«ПрогнозРНМ»

Гидравлический расчет в программном комплексе «Строительство
объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509, 527,
518 Батырбайского месторождения»

Руководитель работы:
Директор ООО «МИП «ПрогнозРНМ», к.т.н. _____ Илюшин П.Ю

Пермь 2023

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.		Подпись

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель:

Директор ООО «МИП «ПрогнозРНМ»,
кандидат технических наук

Илюшин П.Ю.

Исполнители:

Ведущий инженер
ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Сайтова Ю.М.

Инженер ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Куляшов М.В..

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ТКР1.ТСН

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ..... 4

1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ДНС-0604) 5

 1.1. Исходные данные для гидравлического расчёта 5

 1.2. Гидравлический расчёт текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)..... 11

 1.3. Гидравлический расчёт перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)..... 16

 1.4. Гидравлический расчет пуска очистного снаряда по проектируемым трубопроводам системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604) 24

2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (УСУ-0601) 28

 2.1. Исходные данные для гидравлического расчёта 28

 2.2. Гидравлический расчёт текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)..... 33

 2.3. Гидравлический расчёт перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)..... 37

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 44

СПИСОК ТАБЛИЦ 46

СПИСОК РИСУНКОВ 47

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ТКR1.TCH
------	--------	------	--------	---------	------	----------------------------

ВВЕДЕНИЕ

В отчете представлены результаты гидравлических расчетов текущего и перспективного состояния систем сбора скважинной продукции Батырбайского месторождения, результаты расчетов пропускной способности очистного устройства по проектируемым трубопроводам, на которых планируется установка камер пуска/приема ОУ, согласно данным, предоставленным специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ООО «РСК-Инжиниринг».

В рамках работы сформированы расчётные гидравлические модели, проведены расчеты на основании предоставленных данных, проанализированы полученные результаты.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-ТКR1.TCH

1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ БАТЫРБАЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ДНС-0604)

1.1. Исходные данные для гидравлического расчёта

На основании имеющейся информации подготовлены данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП». Исходная информация предоставлена специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ООО «РСК-Инжиниринг».

Глубина залегания трубопроводов в среднем составляет 1,5 м. Температура почвы на глубине залегания трубопроводов принята в соответствии с данными Научно-прикладного справочника «Климат России». Расчёт проводился при температуре грунта 2,1 °С на глубине прокладки трубопроводов, температура жидкости составляет 5 °С – наименее благоприятные климатические условия транспортировки продукции.

Реологические свойства эмульсий определены в результате лабораторных исследований при температуре 5 °С. Результаты исследований представлены в таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1

Значения динамической вязкости эмульсий при различной обводненности (приём ДНС-0604)

Наименование объекта	Плотность нефти, кг/м ³	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
ДНС-0604 (приём)	886	0	26,76
		20	78,03
		40	207,05
		60	424,155
		70	811,605
		80	8

5

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
							69

Дебиты и обводненность продукции приняты по данным, предоставленным специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ООО «РСК-Инжиниринг».

Давление на входе в ДНС-0604 - 0,20 МПа (по данным Заказчика).

Свойства нефти, газа и воды приведены в таблице 1.1.2.

Принципиальные схемы и профили проектируемых трубопроводов представлены на рисунках 1.1.1 – 1.1.3.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
							70

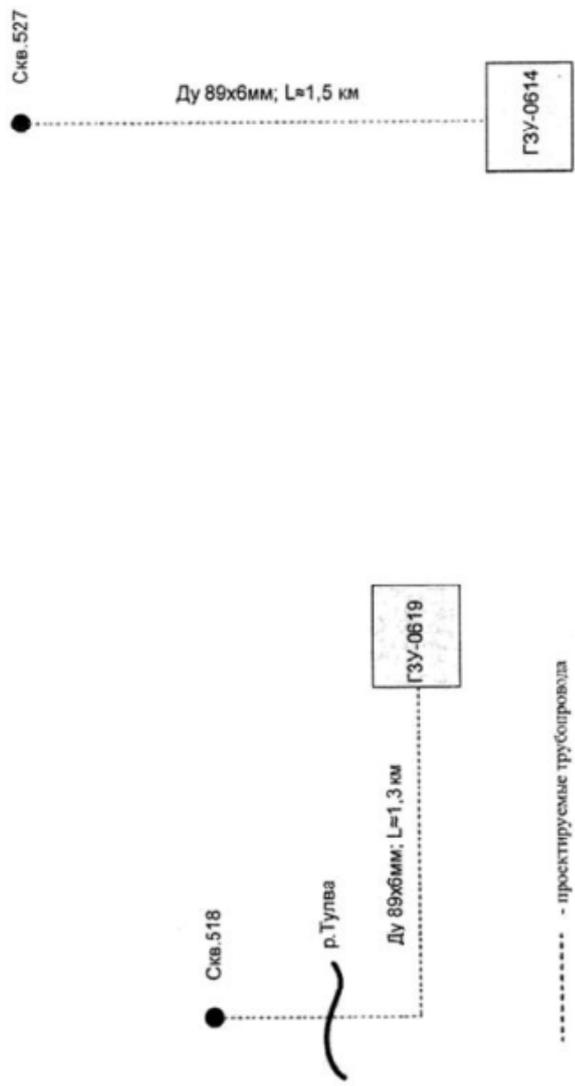


Рисунок 1.1.1 – Принципиальная схема проектируемых трубопроводов «Скв. 527 – АГЗУ-0614», «Скв. 518 – АГЗУ-0619» Батыйбайского месторождения

7

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

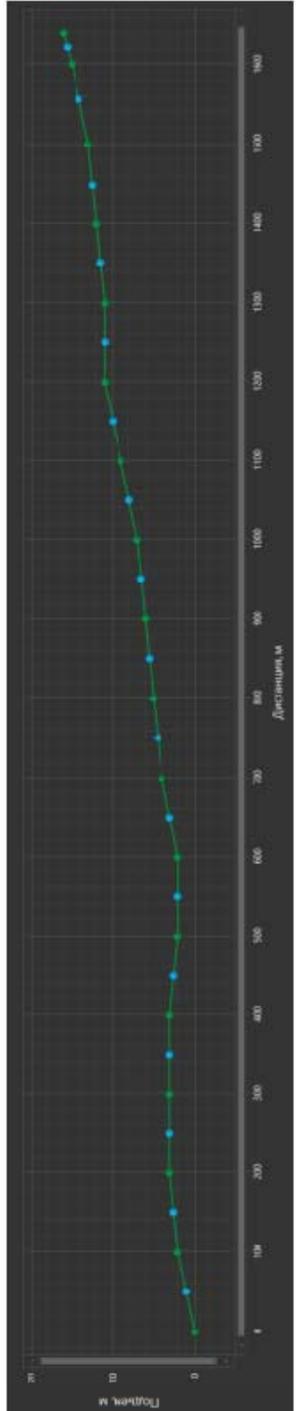


Рисунок 1.1.2 – Профиль проектируемого трубопровода «Скв. 527 – АГЗУ-0614»

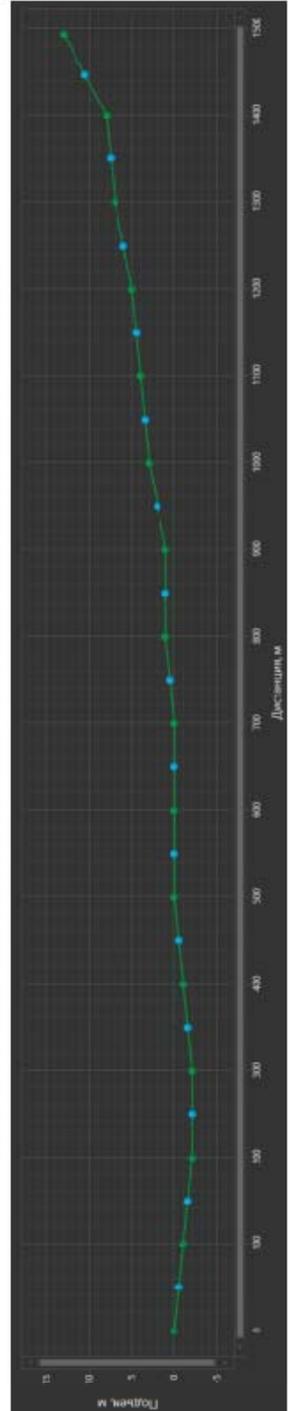


Рисунок 1.1.3 – Профиль проектируемого трубопровода «Скв. 518 – АГЗУ-0619»

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 1.1.2

Свойства нефти, газа и воды

Объект	Плотность нефти, т/м ³	Плотность воды, т/м ³	Плотность газа, кг/м ³	Газовый фактор, м ³ /т
Скв.843	875	1109	1,3671	66.3
Скв.918	875	1157		66.3
Скв.831	875	1110		66.3
Скв.917	875	1110		66.3
Скв.976	870	1102		41.3
Скв.453	870	1047		41.3
Скв.57	875	1078		66.3
Скв.806	875	1174		66.3
Скв.478	874	1190		48.4
Скв.835	875	1172		66.3
Скв.834	875	1179		66.3
Скв.959	875	1180		66.3
Скв.836	875	1140		66.3
Скв.84	874	1095		48.4
Скв.480	874	1064		48.4
Скв.961	874	1085		48.4
Скв.566	868	1142		94.3
Скв.570	874	1142		48.4
Скв.468	874	1060		48.4
Скв.567	874	1168		48.4
Скв.571	874	1144		48.4
Скв.474	874	1025		48.4
Скв.1114	875	1168		
Скв.1117	875	1167		66.3
Скв.1116	874	1148		48.4
Скв.1111	875	1172		66.3
Скв.1115	875	1185		66.3
Скв.1103	868	1128		86.2
Скв.1102	875	1007		66.3
Скв.1101	874	1024		48.4
Скв.568	868	1038	86.2	
Скв.1110	875	1137	66.3	
Скв.1118	875	1157	66.3	
Скв.1112	875	1175	66.3	

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH
------	--------	------	--------	---------	------	----------------------------

СКВ.1119	875	1168	1,3671	66,3
СКВ.1120	875	1175		66,3
СКВ.1121	874	1143		48,4
Куст 1487				
СКВ.1487	865	1080	1,3671	35,3
СКВ.1490	865	1080		35,3
СКВ.1492	865	1080		35,3
Куст 569				
СКВ.1498	865	1080	1,3671	35,3
СКВ.1701	865	1080		35,3
СКВ.1349	868	1109		68,8
Куст 568				
СКВ.1346	868	1109	1,3671	68,8
СКВ.1348	868	1109		68,8
Куст 567				
СКВ.1343	868	1109	1,3671	68,8
СКВ.1344	868	1109		68,8
СКВ.1347	868	1109		68,8
Куст 1180				
СКВ.1180	880	1120	1,3671	63,4
СКВ.1182	880	1120		63,4
СКВ.1184	880	1120		63,4
СКВ.1181	880	1120		63,4
Куст 1188				
СКВ.1189	880	1120	1,3671	63,4
СКВ.1186	880	1120		63,4
СКВ.1187	880	1120		63,4
Куст 1495				
СКВ.1275	876	1150	1,3671	70,8
СКВ.1493	883	1170		53,8
СКВ.1499	883	1170		53,8
СКВ.1276	883	1170		53,8
СКВ.1495	883	1170		53,8
Перспективные скважины				
СКВ.518	870	1074	1,3671	41,3
СКВ.527	868	1140		51,0

Изм. № подл.	Взам. инв. №
Изм.	Подпись и дата
Кодуч.	Изм. инв. №
Лист	Изм. инв. №
№ док.	Изм. инв. №
Подпись	Изм. инв. №
Дата	Изм. инв. №

1.2. Гидравлический расчёт текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)

На основании имеющейся информации подготовлены исходные данные для гидравлических расчетов текущего состояния системы сбора в программном комплексе «ИСТП».

Значение шероховатости внутренней поверхности трубопроводов принято 0,0001 м. Для расчета в качестве грунта, в котором залегают трубопроводы, принимались глины, суглинка и соответственно их теплофизические свойства.

В таблице 1.2.1 приведены исходные данные для гидравлического расчета. На рисунке 1.2.1 представлена расчетная гидравлическая схема скважинной продукции Батырбайского месторождения (ДНС-0604).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.		Подпись

Таблица 1.2.1

Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)

Объект	Расход по жидкости, м3/сут	Обводненность, %
Скв.843	6.2	92.0
Скв.918	11.6	23.0
Скв.831	34.5	70.0
Скв.917	80.0	95.0
Скв.976	4.3	10.0
Скв.453	14.2	10.0
Скв.57	228.0	93.0
Скв.806	42.0	93.0
Скв.478	1.5	91.0
Скв.835	11.2	23.0
Скв.834	80.0	80.0
Скв.959	8.2	93.0
Скв.836	44.0	92.0
Скв.84	37.8	98.0
Скв.480	2.0	93.0
Скв.961	23.5	93.0
Скв.566	5.5	13.0
Скв.570	9.0	19.5
Скв.468	6.2	15.0
Скв.567	5.0	17.0
Скв.571	3.0	24.0
Скв.474	14.0	36.0
Скв.1114	24.6	38.8
Скв.1117	16.0	17.0
Скв.1116	7.0	89.0
Скв.1111	27.0	51.0
Скв.1115	14.0	31.0
Скв.1103	0.6	70.0
Скв.1102	42.0	56.0
Скв.1101	7.0	53.0
Скв.568	2.5	34.0
Скв.1110	8.5	33.0
Скв.1118	109.0	64.0
Скв.1112	45.0	70.0
Скв.1119	13.0	10.0
Скв.1120	151.5	89.0
Скв.1121	25,5	79,5

13

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

Лист

77

В результате гидравлического расчета текущего состояния системы сбора продукции скважин Батырбайского месторождения (ДНС-0604), с использованием программного комплекса «ИСТП», были получены следующие данные, представленные в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2

Сводные данные по результатам расчета текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)

Объект	Давление по данным Заказчика, МПа	Расчётное давление, МПа	Отклонение, МПа
Скв. 1101	1.30	1.39	0.09
Скв. 1103	1.40	1.53	0.13
Скв. 1110	1.30	1.34	0.04
Скв. 1111	1.30	1.22	-0.08
Скв. 1112	1.30	1.42	0.12
Скв. 1114	1.20	1.23	0.03
Скв. 1115	1.25	1.22	-0.03
Скв. 1116	1.25	1.22	-0.03
Скв. 1117	1.40	1.35	-0.05
Скв. 1118	1.30	1.43	0.13
Скв. 1119	1.30	1.32	0.02
Скв. 1120	1.30	1.36	0.06
Скв. 1121	1.30	1.34	0.04
Скв. 453	0.54	0.54	0.00
Скв. 468	1.60	1.67	0.07
Скв. 474	1.55	1.67	0.12
Скв. 478	0.70	0.62	-0.08
Скв. 480	0.80	0.91	0.11
Скв. 566	1.30	1.41	0.11
Скв. 567	1.10	1.23	0.13
Скв. 568	1.60	1.61	0.01
Скв. 570	1.20	1.22	0.02
Скв. 571	1.20	1.22	0.02
Скв. 57	0.95	0.85	-0.10

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

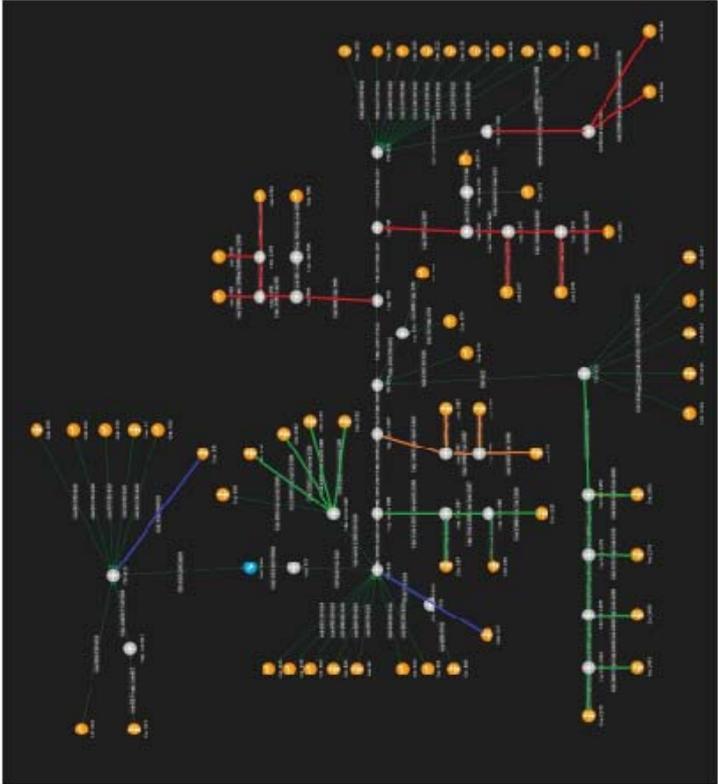
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Скв. 806	1.10	1.18	0.08
Скв. 831	0.55	0.42	-0.13
Скв. 834	0.68	0.56	-0.12
Скв. 835	0.68	0.72	0.04
Скв. 836	1.00	1.08	0.08
Скв. 843	0.45	0.38	-0.07
Скв. 84	0.85	0.90	0.05
Скв. 917	0.50	0.51	0.01
Скв. 918	0.50	0.41	-0.09
Скв. 959	1.00	1.05	0.05
Скв.961	1.10	1.03	-0.07
Скв.976	0.50	0.47	-0.03
Скв.1102	1.30	1.39	0.09

По результатам гидравлического расчета текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604) установлено, что расчётные давления в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают $\pm 0,15$ МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата



■ - Ранее запроектированные трубопроводы (модуль 126) ■ - Ранее запроектированные трубопроводы (модуль 127)
■ - Ранее запроектированные трубопроводы (модуль 147) ■ - Перспективные трубопроводы

Рисунок 1.3.1 Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния системы сбора Баттырбайского месторождения (ДНС-0604)

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 1.3.1

Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)

Объект	Расход по жидкости, м3/сут	Обводненность, %
Скв.478	5,0	91,0
Скв.480	1,2	93,0
Скв.806	42,0	93,0
Скв.834	80,0	80,0
Скв.835	11,0	22,0
Скв.836	44,0	91,0
Скв.84	38,0	98,0
Скв.959	7,8	88,0
Скв.961	25,5	91,0
Скв.468	6,0	20,0
Скв.474	13,5	36,0
Скв.566	5,5	13,0
Скв.567	4,5	17,0
Скв.570	10,0	20,0
Скв.571	2,8	24,0
Скв.1111	27,3	51,0
Скв.1114	8,5	31,0
Скв.1115	13,8	32,0
Скв.1116	6,7	89,0
Скв.1117	16,8	17,0
Скв.1101	7,7	50,0
Скв.1102	41,0	57,0
Скв.1103	0,6	70,0
Скв.1110	8,5	32,0
Скв.1112	41,0	69,0
Скв.1118	110,0	64,0
Скв.1119	13,0	14,0
Скв.1120	150,3	88,5
Скв.1121	8,0	82,0
Скв.568	2,5	34,0
Куст 568		
Скв.1346	5,64 (с учетом запаса 20%)	19,1
Скв.1348	6,36 (с учетом запаса 20%)	19,6
Куст 567		
Скв.1343	7,20 (с учетом запаса 20%)	19,4
Скв.1344	7,20 (с учетом запаса 20%)	19,7
Скв.1347	9,24 (с учетом запаса 20%)	19,2

18

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

Лист

2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

82

Изм. Кодуч. Лист №док. Подпись Дата

Куст 569		
Скв.1498	9,12 (с учетом запаса 20%)	19,4
Скв.1349	13,92 (с учетом запаса 20%)	19,5
Скв.1701	9,12 (с учетом запаса 20%)	19,4
Куст 1487		
Скв.1492	7,1(с учетом запаса 20%)	19,7
Скв.1490	10,4(с учетом запаса 20%)	20,3
Скв.1487	10,2(с учетом запаса 20%)	19,8
Куст 1180		
Скв.1180	10,20 (с учетом запаса 20%)	21,12
Скв.1182	9,72 (с учетом запаса 20%)	20,03
Скв.1184	14,88 (с учетом запаса 20%)	20,27
Скв.1181	10,80 (с учетом запаса 20%)	20,45
Куст 1188		
Скв.1189	11,28 (с учетом запаса 20%)	20,21
Скв.1186	22,56 (с учетом запаса 20%)	20,82
Скв.1187	22,44 (с учетом запаса 20%)	20,39
Куст 1495		
Скв.1275	6,00 (с учетом запаса 20%)	20,09
Скв.1493	13,68 (с учетом запаса 20%)	20,53
Скв.1499	6,72 (с учетом запаса 20%)	21,13
Скв.1276	9,84 (с учетом запаса 20%)	21,28
Скв.1495	12,00 (с учетом запаса 20%)	20,72
Перспективные скважины		
Скв.518	11,40 (с учетом запаса 20%)	30,00
Скв.527	11,76 (с учетом запаса 20%)	30,00

В результате гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604) с использованием программного комплекса «ИСТП» были получены следующие данные, представленные в таблице 1.3.2.

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

Таблица 1.3.2

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)

Объект	Расчетное давление, МПа		Максимально разрешенное значение давления, МПа
	Вариант 89x5	Вариант 114x5	
Скв.1101	1.44	1.44	4,0
Скв.1103	1.59	1.59	4,0
Скв.1110	1.40	1.40	4,0
Скв.1112	1.47	1.47	4,0
Скв.1114	1.30	1.30	4,0
Скв.1115	1.29	1.29	4,0
Скв.1118	1.48	1.48	4,0
Скв.1119	1.38	1.38	4,0
Скв.1120	1.42	1.42	4,0
Скв.1121	1.40	1.40	4,0
Скв.1343	1.26	1.26	4,0
Скв.1344	1.26	1.26	4,0
Скв.1346	1.68	1.68	4,0
Скв.1347	1.26	1.26	4,0
Скв.1348	1.68	1.68	4,0
Скв.1349	1.72	1.72	4,0
Скв.1487	1.55	1.55	4,0
Скв.1490	1.55	1.55	4,0
Скв.1492	1.56	1.56	4,0
Скв.1498	1.72	1.72	4,0
Скв.1701	1.72	1.72	4,0
Скв.453	0.88	0.88	3,2
Скв.468	1.72	1.72	4,0
Скв.474	1.72	1.72	3,2
Скв.478	0.70	0.70	3,2
Скв.480	0.98	0.98	3,2
Скв.567	1.27	1.27	4,0
Скв.568	1.68	1.68	4,0
Скв.570	1.28	1.28	4,0
Скв.57	1.55	1.55	3,2
Скв.806	1.25	1.25	4,0
Скв.831	0.82	0.82	4,0
Скв.834	0.63	0.63	3,2
Скв.835	0.79	0.79	4,0
Скв.843	0.74	0.74	4,0

20

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

Лист

2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

84

Изм. Кодуч. Лист №док. Подпись Дата

СКВ.84	0.97	0.97	3,2
СКВ.917	0.88	0.88	4,0
СКВ.918	0.77	0.77	4,0
СКВ.959	1.12	1.12	3,2
СКВ.961	1.10	1.10	4,0
СКВ.976	0.83	0.83	4,0
СКВ. 1111	1.29	1.29	4,0
СКВ. 1116	1.29	1.29	4,0
СКВ. 1117	1.43	1.43	4,0
СКВ. 518	0.94	0.90	4,0
СКВ. 527	1.02	0.97	4,0
СКВ. 566	1.74	1.74	4,0
СКВ. 836	1.43	1.43	3,2
СКВ.1102	1.44	1.44	4,0
СКВ.1180	0.88	0.88	4,0
СКВ.1181	0.89	0.89	4,0
СКВ.1182	0.88	0.88	4,0
СКВ.1184	0.89	0.89	4,0
СКВ.1186	1.30	1.30	4,0
СКВ.1187	1.30	1.30	4,0
СКВ.1189	1.30	1.30	4,0
СКВ.1275	1.29	1.29	4,0
СКВ.1276	1.29	1.29	4,0
СКВ.1493	1.29	1.29	4,0
СКВ.1495	1.29	1.29	4,0
СКВ.1499	1.29	1.29	4,0

По полученным результатам гидравлического расчета, с учетом 20 % запаса по нагрузке проектируемых скважин, можно сделать вывод, что расчетные давления для обоих вариантов типоразмеров не превышают максимально разрешенные значения давления.

Рекомендуется строительство трубопроводов типоразмером 89x5 мм.

Графики распределения давления по профилям проектируемых трубопроводов при рекомендуемом варианте типоразмера представлены на рисунках 1.3.2-1.3.3.

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

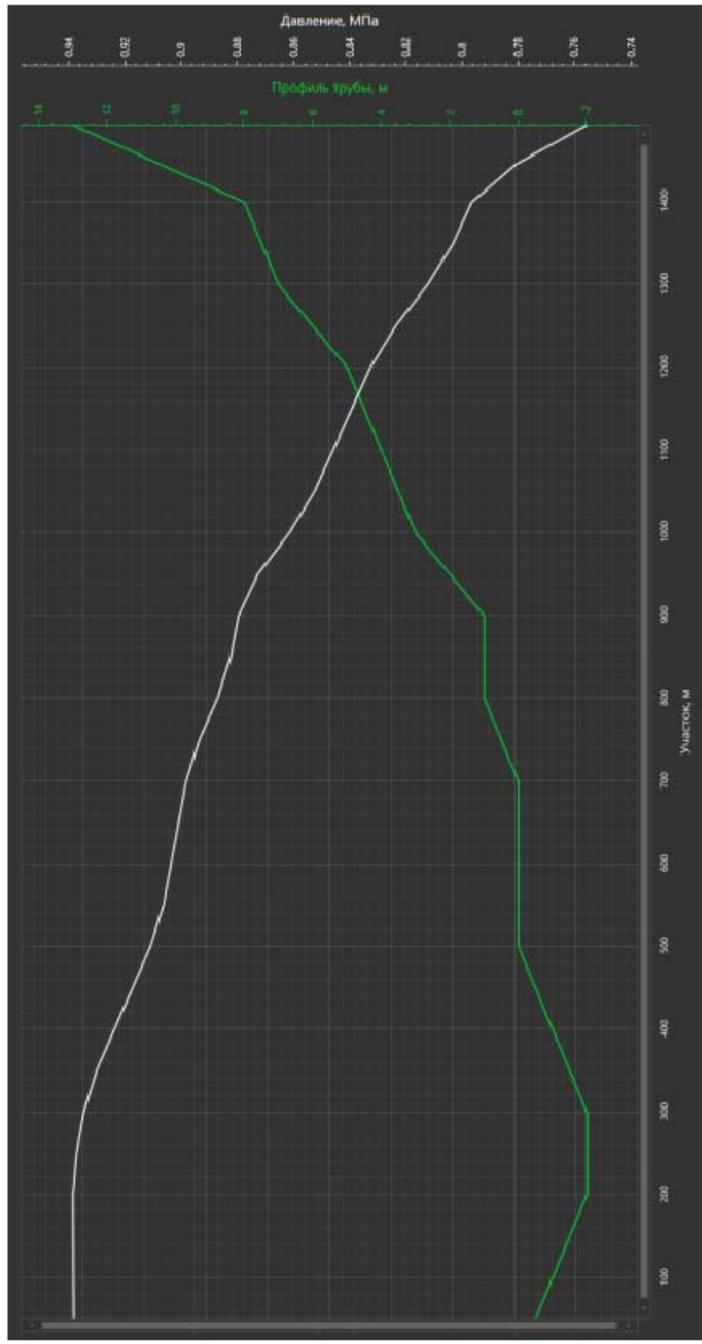


Рисунок 1.3.2 – Распределение давления по профилю проектируемого трубопровода «Скв. 518 – АГЗУ-0619»

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №			

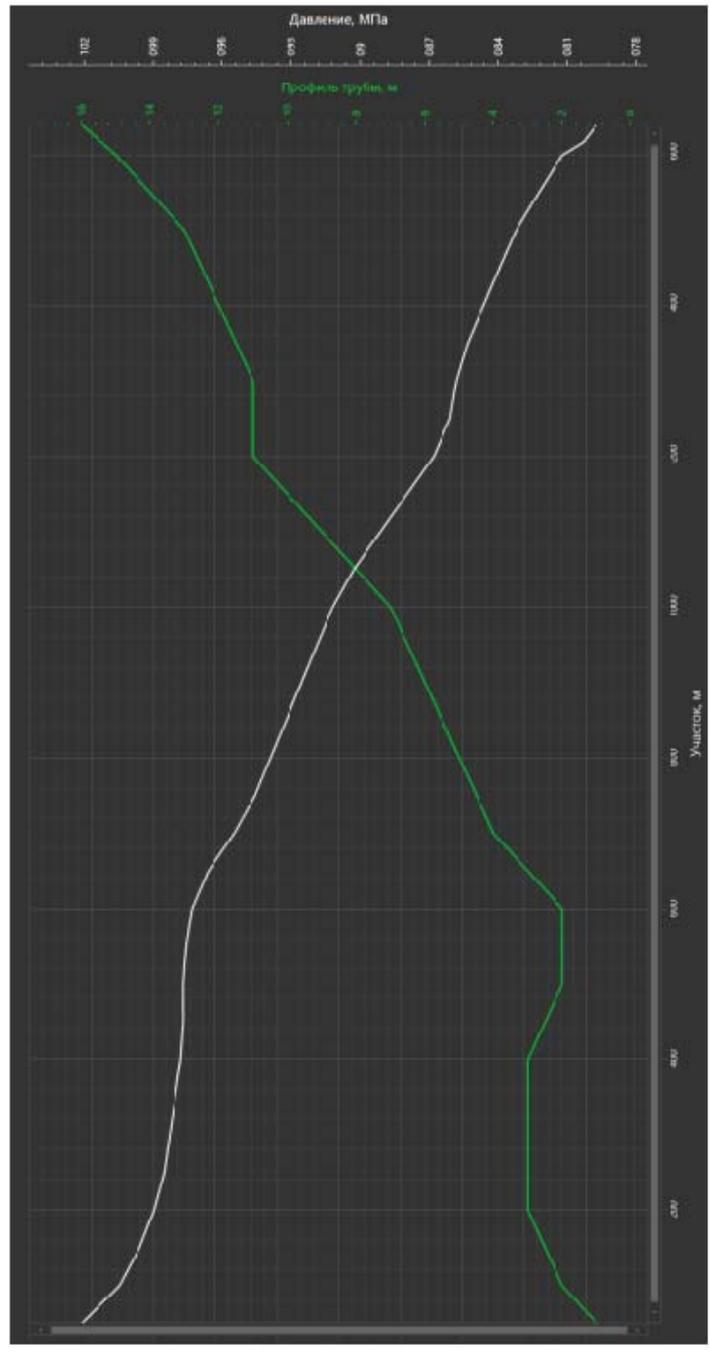


Рисунок 1.3.3 – Распределение давление по профилю проектируемого трубопровода «С.кв.527 – АГЗУ-0614»

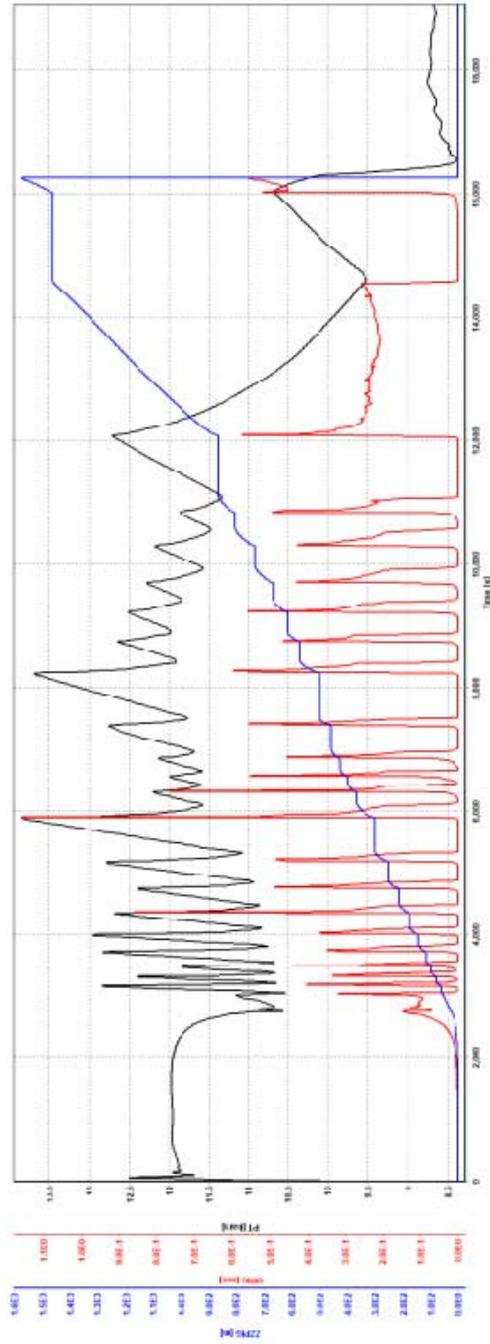
Инва. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-ТКR1.TCH

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата



- Давление, бар
 - Скорость скребка, м/с
 - Прошёлный путь, м

Рисунок 1.4.4 – Изменение давления на выкате Сква. 527 с учетом движения очистного устройства по трубопроводу «Сква.527 – АГЗУ-0614», типоразмер 89х5 мм

Как видно из рисунка 1.4.3 максимальное расчетное давление в трубопроводе при пропуске очистного устройства составляет 1,21 МПа. Средняя скорость скребка 0,091 м/с. Время скребка в пути составило 4 часа 18 минут. Расчетное давление в трубопроводе не превысит максимально разрешённого значения (4,0 МПа).

Как видно из рисунка 1.4.4 максимальное расчетное давление в трубопроводе при пропуске очистного устройства составляет 1,38 МПа. Средняя скорость скребка 0,095 м/с. Время скребка в пути составило 4 часа 31 минута. Расчетное давление в трубопроводе не превысит максимально разрешённого значения (4,0 МПа).

Для обеспечения перекачки перспективного объема и нормального прохождения ОУ по нефтепроводам рекомендуется строительство нефтепроводов типоразмером 89х5 мм.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

Таблица 2.1.1

Значения динамической вязкости эмульсий при различной обводненности (приём УСУ-0601)

Наименование объекта	Плотность нефти, кг/м ³	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
УСУ-0601 (приём)	877	0	17,465
		20	32,445
		40	57,41
		60	72,43
		70	382,17
		80	4,39

Свойства нефти, газа и воды приведены в таблице 2.1.2.

Профиль проектируемого нефтепровода преставлен на рисунках 2.1.1 – 2.1.2. Принципиальная схема представлена на рисунке 2.1.3.

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

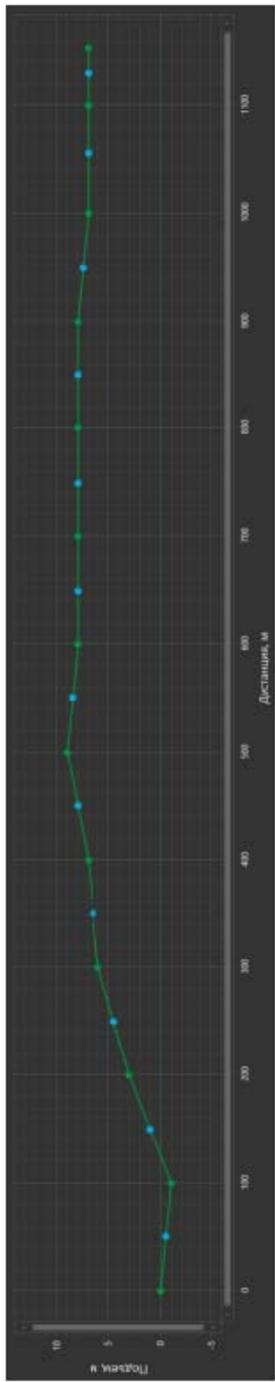


Рисунок 2.1.1 – Профиль проектируемого трубопровода «Скв.509 – АГЗУ-0612»

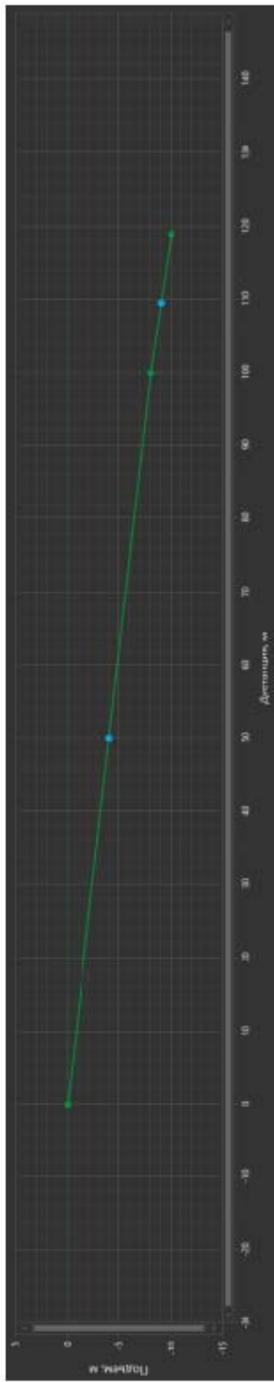


Рисунок 2.1.2 – Профиль проектируемого трубопровода «Скв.509 – т.вр «АГЗУ-0612 – УСУ-0601»



Рисунок 2.1.3 – Принципиальная схема проектируемого трубопровода «Скв. 509 – АГЗУ-0612»
Батырбайского месторождения

31

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-ТКR1.TCH

Таблица 2.1.2

Свойства нефти, газа и воды

Объект	Плотность нефти, кг/м ³	Плотность воды, кг/м ³	Плотность газа, кг/м ³	Газовый фактор, м ³ /т
Скв. 909	874	1097	1,16	48.4
Скв. 420	875	1147		66.3
Скв. 260	875	1130		66.3
Скв. 435	875	1048		66.3
Скв. 423	875	1141		66.3
Скв. 1005	870	1080		41.3
Скв. 974	874	1120		48.4
Скв. 826	875	1122		66.3
Скв. 825	870	1123		41.3
Скв. 827	870	1102		41.3
Скв. 485	875	1144		66.3
Скв. 389	875	1042		66.3
Скв. 390	874	1103		48.4
Скв.1324	859	1099		56.8
Скв.1329	859	1099		56.8
Скв.1321	872	1076		52.0
Скв.1460	865	1080		35.3
Скв.1323	872	1076		52.0
Скв.1314	872	1076		52.0
Скв.1315	872	1076		52.0
Скв. 509	870	1074	41.3	

32

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

Лист

2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

96

Изм. Кодуч. Лист №док. Подпись Дата

2.2. Гидравлический расчёт текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)

На основании имеющейся информации подготовлены исходные данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП».

Значение шероховатости внутренней поверхности нефтепроводов принято 0,0001 м. Для расчета в качестве грунта, в котором залегают нефтепроводы, принимались глины и суглинка и соответственно их теплофизические свойства.

В таблице 2.2.1 приведены исходные данные для гидравлического расчета. На рисунке 2.2.1 представлена расчетная гидравлическая схема системы сбора скважинной продукции Батырбайского месторождения (УСУ-0601).

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

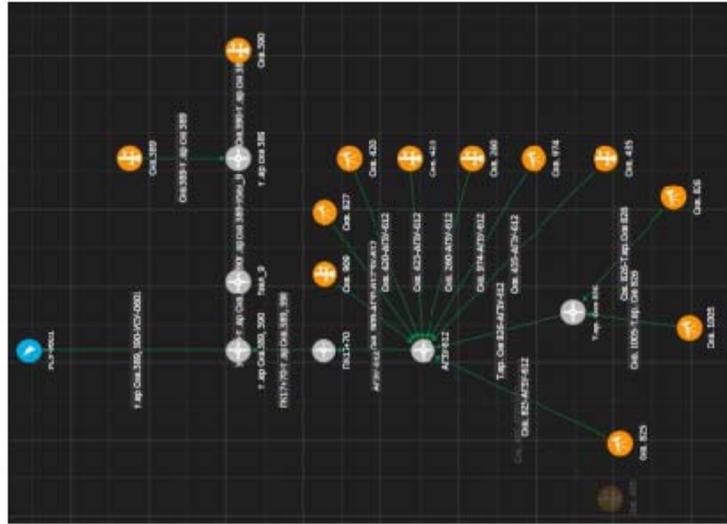


Рисунок 2.2.1 - Расчетная гидравлическая схема текущего состояния системы сбора скважинной продукции Баглырбайского месторождения (УСУ 0601)

Таблица 2.2.1

Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния системы
сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)

Объект	Расход по жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %
Скв. 909	1,5	96,0
Скв. 420	44,0	88,0
Скв. 260	100,0	98,5
Скв. 435	10,0	80,0
Скв. 423	67,0	94,0
Скв. 1005	6,2	10,0
Скв. 974	48,4	94,0
Скв. 826	18,8	84,0
Скв. 825	13,4	7,6
Скв. 827	4,8	41,0
Скв. 485	0,0	98,5
Скв. 389	12,0	96,0
Скв. 390	4,0	97,0

35

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС112-PD-ТКR1.TCH				
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	99	

В результате гидравлического расчета текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601) с использованием программного комплекса «ИСТП» были получены следующие данные, приведенные в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2

Сводные данные по результатам расчета текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)

Объект	Давление по данным обходчика, МПа	Расчётное давление, МПа	Отклонение, МПа
Скв. 1005	1.60	1.52	-0.08
Скв. 260	1.10	1.25	0.15
Скв. 420	1.50	1.54	0.04
Скв. 423	2.10	1.96	-0.14
Скв. 435	2.10	2.05	-0.05
Скв. 825	1.10	1.24	0.14
Скв. 826	1.30	1.42	0.12
Скв. 827	0.90	1.04	0.14
Скв. 909	1.20	1.27	0.07
Скв. 974	1.50	1.52	0.02
Скв.389	0.80	0.80	0.00
Скв.390	0.90	1.03	0.13

По результатам гидравлического расчета текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601) установлено, что расчётные давления в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают $\pm 0,15$ МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
Взам. инв. №	Подпись и дата	Инва. № подл.					

2.3. Гидравлический расчёт перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)

На основании имеющейся информации подготовлены исходные данные для гидравлических расчетов в программном комплексе «ИСТП».

Значение шероховатости внутренней поверхности перспективного нефтепровода принято 0,0001 м. Для расчета в качестве грунта, в котором залегают нефтепроводы, принимались глины и суглинка и соответственно их теплофизические свойства.

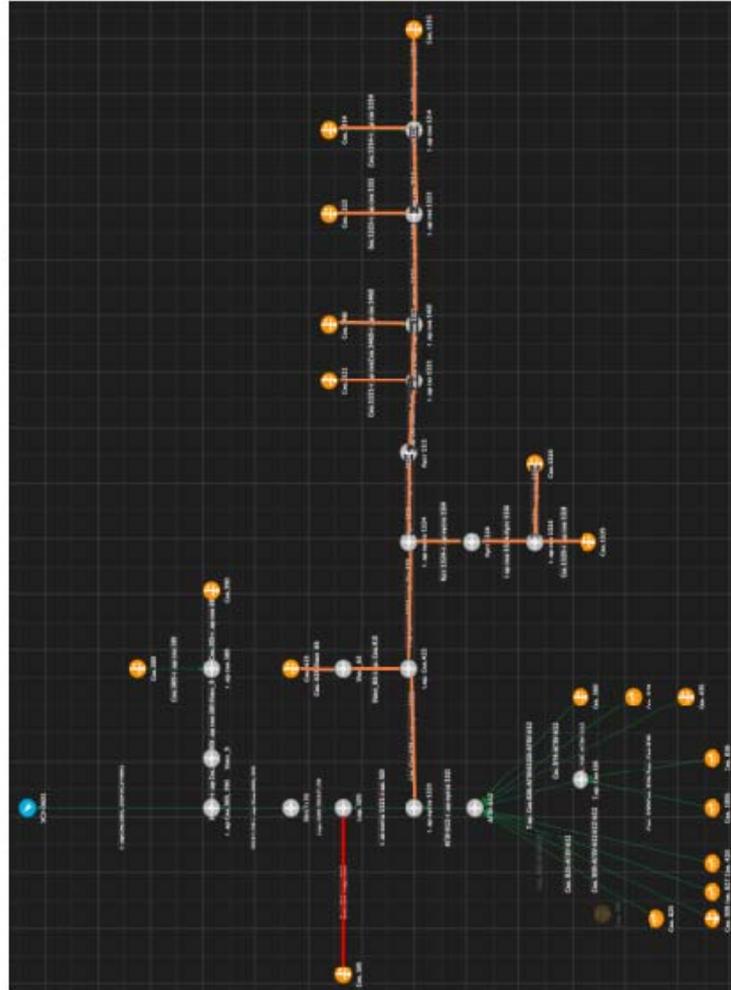
Расчеты проведены с использованием расчётно-гидравлических схем, представленных на рисунках 2.3.1 и 2.3.2., а также исходных данных, представленных в таблице 2.3.1. Рассмотрено два варианта подключения проектируемой скважины № 509, для каждого варианта подключения два варианта типоразмера: 89x5 мм и 114x5 мм.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.		Подпись

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-PD-ТКR1.TCH



— Ранее запроектированные нефтепроводы (модуль 127)
 — Проектируемые нефтепроводы
 Рисунок 2.3.2 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения УСУ-0601 (Вариант 2)

Таблица 2.3.1

Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)

Объект	Расход по жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %
Скв. 909	1,5	96,0
Скв. 420	44,0	88,0
Скв. 260	100,0	98,5
Скв. 435	10,0	80,0
Скв. 423	67,0	94,0
Скв. 1005	6,2	10,0
Скв. 974	48,4	94,0
Скв. 826	18,8	84,0
Скв. 825	13,4	7,6
Скв. 827	4,8	41,0
Скв. 485	0,0	98,5
Скв. 389	12,0	96,0
Скв. 390	4,0	97,0
Скв.1324	11,16	38,7
Скв.1329	14,64	38,9
Скв.1321	6,12	19,1
Скв.1460	8,16	20,1
Скв.1323	10,08	39,9
Скв.1314	10,56	40,1
Скв.1315	10,56	40,1
Скв. 509	11,40 (с 20% запасом)	30,0

40

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	104

В результате гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601) с использованием программного комплекса «ИСТП» были получены следующие данные, приведенные в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)

Объект	Расчетное перспективное давление, МПа				Максимально разрешенное значение давления, МПа
	Вариант 1		Вариант 2		
	89x5	114x5	89x5	114x5	
Скв. 1005	1.51	1.51	1.51	1.51	4,0
Скв. 260	1.23	1.23	1.23	1.23	4,0
Скв. 420	1.53	1.53	1.53	1.53	4,0
Скв. 423	1.83	1.83	1.83	1.83	3,2
Скв. 435	2.04	2.04	2.04	2.04	4,0
Скв. 509	1.33	1.31	0.90	0.90	4,0
Скв. 825	1.22	1.22	1.23	1.23	4,0
Скв. 826	1.41	1.41	1.41	1.41	3,2
Скв. 827	1.03	1.03	1.03	1.03	4,0
Скв. 909	1.26	1.26	1.26	1.26	3,2
Скв. 974	1.50	1.50	1.50	1.50	4,0
Скв.1314	2.09	2.09	2.09	2.09	4,0
Скв.1315	2.10	2.10	2.10	2.10	4,0

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	105

Скв.1321	2.08	2.08	2.08	2.08	4,0
Скв.1323	2.09	2.09	2.09	2.09	4,0
Скв.1324	2.26	2.26	2.26	2.26	4,0
Скв.1329	2.29	2.29	2.29	2.29	4,0
Скв.1460	2.08	2.08	2.08	2.08	4,0
Скв.389	0.79	0.79	0.79	0.79	4,0
Скв.390	1.02	1.02	1.02	1.02	4,0
Скв. 1005	1.51	1.51	1.51	1.51	4,0

По полученным результатам гидравлического расчета, с учетом 20 % запаса по загрузке проектируемой скважины, видно, что расчетные давления для обоих вариантов прокладки и типоразмеров не превышают максимально разрешенные значения давления.

Рекомендуется строительство нефтепровода согласно второму варианту подключения типоразмером 89x5 мм.

Графики распределения давления по профилю проектируемого нефтепровода для рекомендуемого варианта представлен на рисунке 2.3.3.

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист

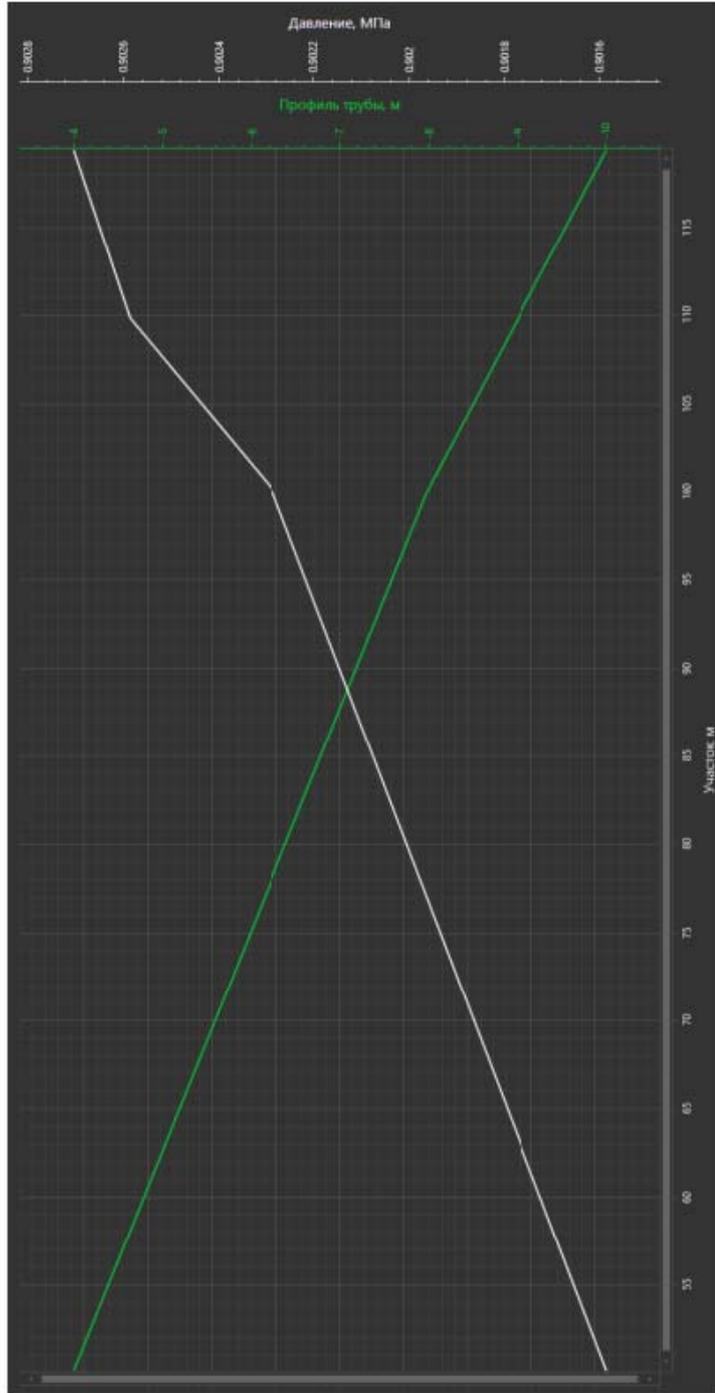


Рисунок 2.3.3 – Распределение давления по профилю проектируемого нефтепровода
«Скв.905 – т.вр. «АГЗУ-0612 – УСУ-0601»

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

Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В отчете представлены результаты гидравлических расчетов текущего и перспективного состояния систем сбора скважинной продукции Батырбайского месторождения.

ДНС-0604:

По результатам гидравлического расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Батырбайского месторождения (ДНС-0604) установлено, что расчётные давления в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают $\pm 0,15$ МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

Для перспективного состояния системы сбора продукции скважин Батырбайского месторождения, с учетом 20% запаса по загрузке, для проектируемых трубопроводов рассмотрены один вариант подключения и два варианта типоразмера: 89х5 мм и 114х5 мм.

По полученным результатам гидравлического расчета, с учетом 20 % запаса по загрузке проектируемых скважин, можно сделать вывод, что расчетные давления для обоих вариантов типоразмеров не превышают максимально разрешенные значения давления.

Рекомендуется строительство трубопроводов типоразмером 89х5 мм.

Для очистки проектируемых трубопроводов Сква. 518 – АГЗУ-0619» и «Сква.527 – АГЗУ-0614» планируется использовать очистные устройства. Запуск очистного устройства моделировался в ПК «OLGA» при перспективных расходах, предоставленных в таблице 1.3.1 (с учётом 20 % запаса), при типоразмере трубопроводов 89х5 мм.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH				
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Максимальное расчетное давление в трубопроводах при пропуске очистного устройства не превышает максимально допустимое давление.

Для обеспечения перекачки перспективного объема и нормального прохождения ОУ по нефтепроводам рекомендуется строительство нефтепроводов типоразмером 89х5 мм.

УСУ-0601:

По результатам гидравлического расчета текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601) установлено, что расчётные давления в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают $\pm 0,15$ МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

Для перспективного состояния системы сбора продукции скважин Батырбайского месторождения, с учетом 20% запаса по загрузке, для проектируемого трубопровода рассмотрены два варианта подключения скважины № 509, для каждого варианта подключения два варианта типоразмера: 89х5 мм и 114х5 мм.

По полученным результатам гидравлического расчета, с учетом 20 % запаса по загрузке проектируемой скважины, видно, что расчетные давления для обоих вариантов прокладки и типоразмеров не превышают максимально разрешенные значения давления.

Рекомендуется строительство нефтепровода согласно второму варианту подключения типоразмером 89х5 мм.

Изм. инв. №	Подпись и дата	Изм. № подл.							Лист
			2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH						
			Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

СПИСОК ТАБЛИЦ

Название	стр.
Таблица 1.1.1 - Значения динамической вязкости эмульсий при различной обводненности (приём ДНС-0604)	5
Таблица 1.1.2 - Свойства нефти, газа и воды	9
Таблица 1.2.1 - Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)	13
Таблица 1.2.2 - Сводные данные по результатам расчета текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)	14
Таблица 1.3.1 - Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)	18
Таблица 1.3.2 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (ДНС-0604)	20
Таблица 2.1.1 - Значения динамической вязкости эмульсий при различной обводненности (приём УСУ-0601)	28
Таблица 2.1.2 - Свойства нефти, газа и воды	32
Таблица 2.2.1 - Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)	35
Таблица 2.2.2 - Сводные данные по результатам расчета текущего состояния по системе сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)	36
Таблица 2.3.1 - Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)	40
Таблица 2.3.2 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения (УСУ-0601)	41

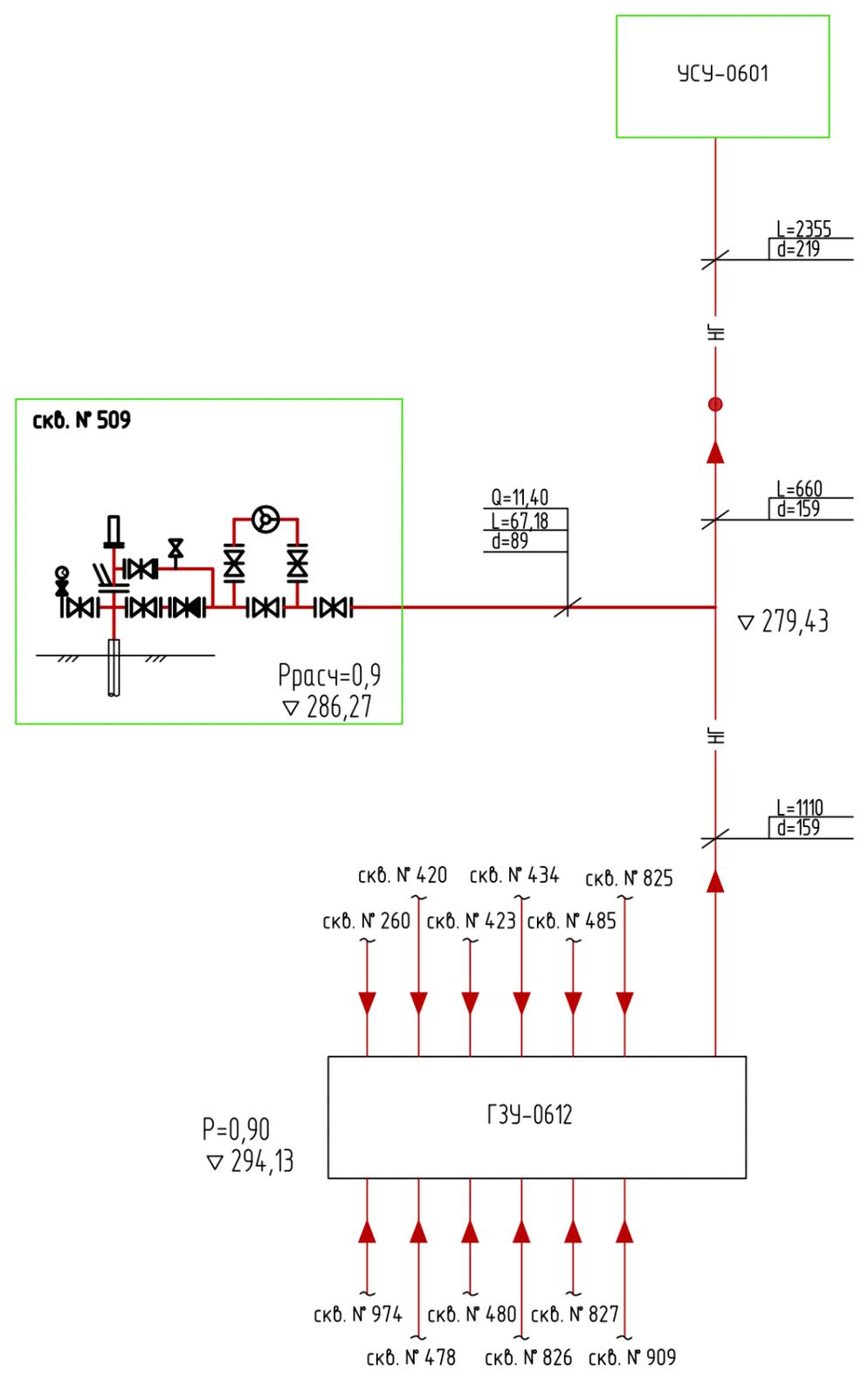
Изм.	Кодуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Лист
									2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH

Рисунок 2.3.1 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения УСУ-0601 (Вариант 1)	38
Рисунок 2.3.2 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния системы сбора Батырбайского месторождения УСУ-0601 (Вариант 2)	39
Рисунок 2.3.3 – Распределение давления по профилю проектируемого трубопровода «Скв.905 – т.вр. «АГЗУ-0612 – УСУ-0601»	43

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС112-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кодуч.	Лист	№док.		Подпись

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	Нефтегазосборный трубопровод проектируемый
	Выкидной трубопровод существующий
	Нефтегазосборный трубопровод существующий
	Задвижка ручная
	Клапан обратный
	Счетчик жидкости
	Групповая замерная установка
	Расход жидкости (с учетом запаса 20 %), м3/сут
	Длина участка, м
	Отметка земли, м
	Диаметр трубопровода, мм
	Давление, МПа
	Скорость жидкости, м/с



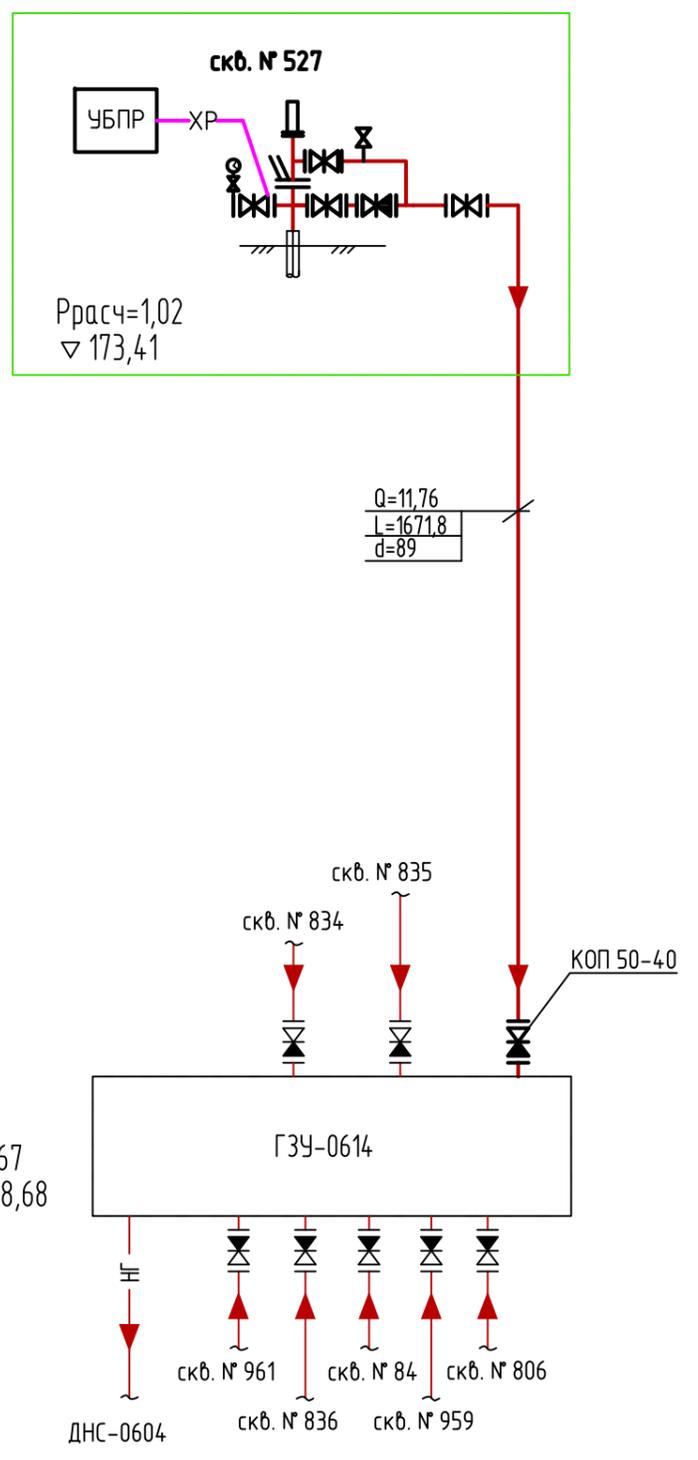
1. Проектируемые сооружения и технологическая обвязка показаны основной линией.

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

2021/354/ДС112-PD-TKR1.GCH						
Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	
Разраб.	Савина			<i>Савина</i>	02.24	
Проверил	Киртока			<i>Киртока</i>	02.24	
Н. контр.	Кибдукевич			<i>Кибдукевич</i>	02.24	
ГИП	Пешина			<i>Пешина</i>	02.24	
Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 509				Стадия	Лист	Листов
				П	1	
				ООО "РСК-Инжиниринг"		

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	Выкидной трубопровод проектируемый
	Выкидной трубопровод существующий
	Нефтегазосборный трубопровод существующий
	Трубопровод химреагента
	Задвижка ручная
	Клапан обратный
	Устьевой блок подачи реагента
	Групповая замерная установка
	Расход жидкости (с учетом запаса 20 %), м3/сут
	Длина участка, м
	Отметка земли, м
	Диаметр трубопровода, мм
	Давление, МПа
	Скорость жидкости, м/с



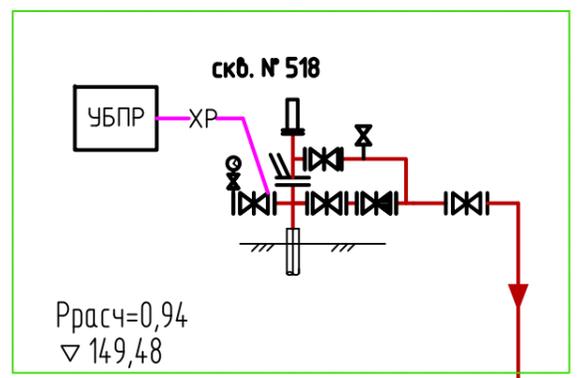
1. Проектируемые сооружения и технологическая обвязка показаны основной линией.

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

2021/354/ДС112-PD-TKR1.GCH					
Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Савина			<i>Савина</i>	02.24
Проверил	Киртока			<i>Киртока</i>	02.24
Н. контр.	Кидукевич			<i>Кидукевич</i>	02.24
ГИП	Пешина			<i>Пешина</i>	02.24
				Принципиальная технологическая схема сбора и транспорта нефти со скважины № 527	
			Стадия	Лист	Листов
			П	2	
				ООО "РСК-Инжиниринг"	

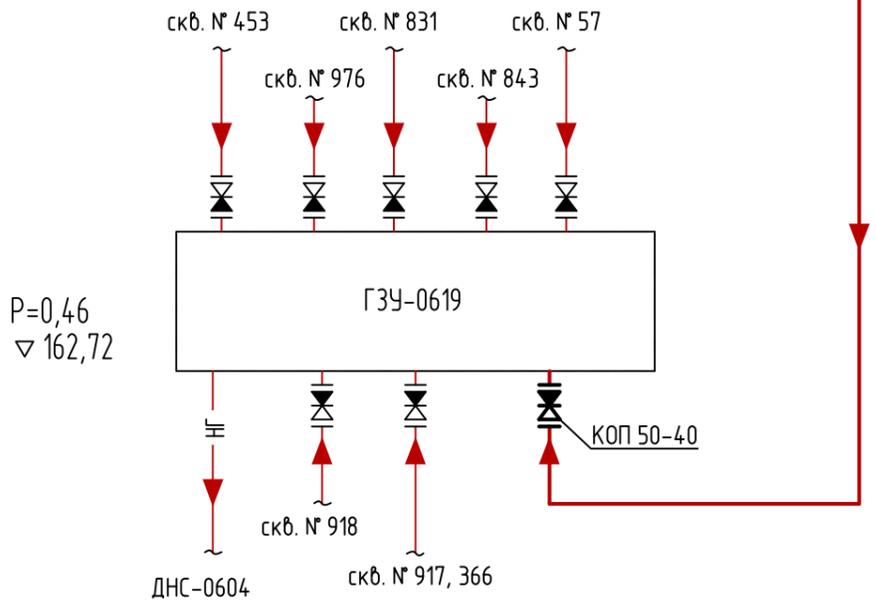
Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
	Выкидной трубопровод проектируемый
	Выкидной трубопровод существующий
	Нефтегазосборный трубопровод существующий
	Трубопровод химреагента
	Задвижка ручная
	Клапан обратный
УБПР	Устьевой блок подачи реагента
ГЗУ	Групповая замерная установка
Q	Расход жидкости (с учетом запаса 20 %), м3/сут
L	Длина участка, м
▽	Отметка земли, м
d	Диаметр трубопровода, мм
P	Давление, МПа
V	Скорость жидкости, м/с



$P_{расч} = 0,94$
▽ 149,48

$Q = 11,40$
 $L = 1435,8$
 $d = 89$

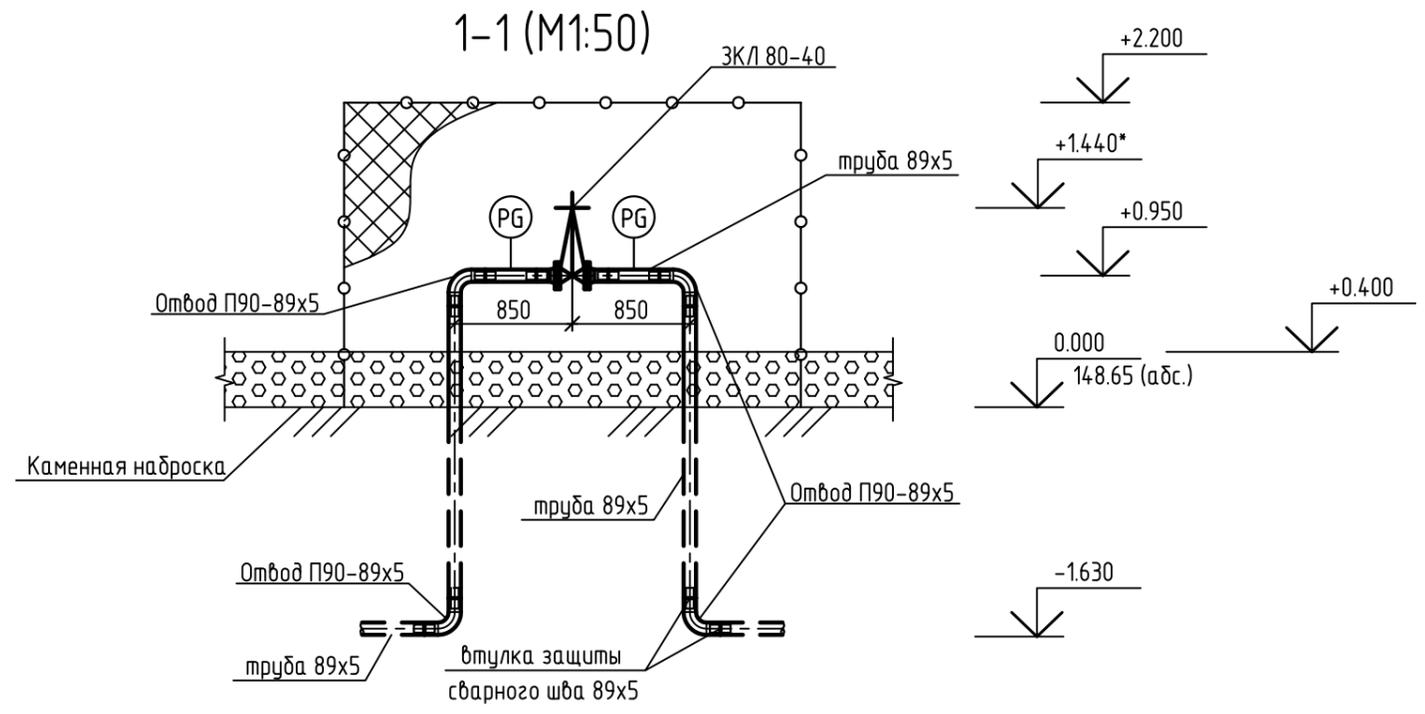
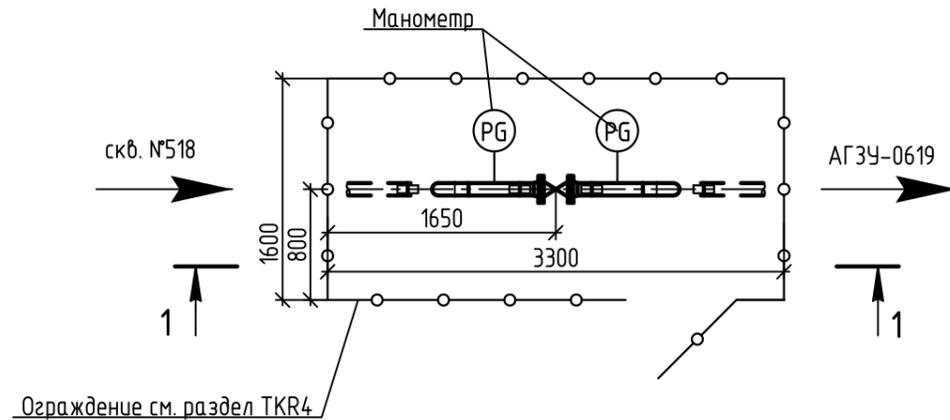


1. Проектируемые сооружения и технологическая обвязка показаны основной линией.

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

						2021/354/ДС112-PD-TKR1.GCH		
						Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин № 509, 527, 518 Батырбайского месторождения		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Савина			<i>Савина</i>	02.24			
Проверил	Киртока			<i>Киртока</i>	02.24			
Н. контр.	Кидукевич			<i>Кидукевич</i>	02.24	000 "РСК-Инжиниринг"		
ГИП	Пешина			<i>Пешина</i>	02.24			

Узел 1
(M1:50)



1. Высотную отметку со знаком * уточнить по месту.

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

2021/354/ДС112-PD-TKR1.GCH					
Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Варнавский	Кирф	02.24		
Проверил	Киртока	Кирф	02.24		
Н. контр.	Кибукевич	А	02.24		
Узел при переходе через водную преграду				Стадия	Лист
				П	4
				ООО "РСК-Инжиниринг"	

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод изготовитель (рекомендуемый)	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Цена ед. оборудов. (в ценах 1984 г.) в тыс.руб.	Примечание (изделия и материалы стоимость в СМР)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Выкидной трубопровод "скв.527 - ГЗУ-0614"								
1	Устройство защиты трубопровода типа "Радуга" УЗТ-РА в комплекте с заземлителем, соединительной арматурой и кабелем	УЗТ-РА-40А-К.З.-1-Г6-ВЗ*4-Ц-Ц-(ВБШВ2*25-10)-У1 ТУ 3435-026-73892839-2012	34 3560	г.Пермь, Завод "Нефтегазовой аппаратуры "Анод"	шт	4	20,0		
	Контрольно-измерительный пункт с блоком диодно-резисторным модернизированным БДР(М)-10-1-УХЛ1	КИП-ПСС-02-4-4-БДР(М)-УХЛ1 ТУ 3415-004-73892839-2006		г.Пермь, Завод "Нефтегазовой аппаратуры "Анод"	шт	2	20,0		
	Протектор с активатором. Длина кабеля 5м.	ПМ 10У ТУ 1714-010-73892839-2008	17 1412	г.Пермь, Завод "Нефтегазовой аппаратуры "Анод"	шт	4	30,00		
	Электрод сравнения неполяризующийся с блоком проводниковых индикатором БПИ-2-2. Длина кабеля 5м.	ЭНЕС-4М ТУ 3435-016-73892839-2010	473994	г.Пермь, Завод "Нефтегазовой аппаратуры "Анод"	шт	6	0,65		
	Кабель силовой с медными жилами бронированный сечением 2х6 мм2	ВБШВ-1-2х6 ГОСТ 16442-80*		ОАО "Камкабель" г.Пермь	км	0,060	524,0		
	Кабель силовой с медными жилами бронированный сечением 2х25 мм2	ВБШВ-1-2х25 ГОСТ 16442-80*		ОАО "Камкабель" г.Пермь	км	0,060	1015,0		

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

						2021/354/ДС112-PD-TKR1.GCH		
						Строительство объектов обустройства реконструируемых скважин №№ 509, 527, 518 Батырбайского месторождения		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Воронов			<i>Кири</i>	02.24			
Проверил	Киртока			<i>Кири</i>	02.24			
Н. контр.	Кибукевич			<i>Кири</i>	02.24	Ведомость оборудования, изделий и материалов ООО "РСК-Инжиниринг"		

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод изготовитель (рекомендуемый)	Единица измерения	Количество	Масса единицы, кг	Цена ед. оборудов. (в ценах 1984 г.) в тыс.руб.	Примечание (изделия и материалы стоимость кот. входит в СМР)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Выкидной трубопровод "скв.518 - ГЗУ-0619"								
6	Контрольно-измерительный пункт с блоком диодно-резисторным модернизированным БДР(М)-10-1-УХЛ1 ТУ 3415-004- 73892839-2006	КИП-ПСС-02-4-4- -БДР(М)-УХЛ1 ТУ 28.99.39-085- 73892839-2018		г.Пермь, Завод "Нефтегазовой аппаратуры "Анод"	шт	2	20,0		
7	Протектор с активатором. Длина кабеля 5м.	ПМ 10У ТУ 1714-010- -73892839-2008	17 1412	г.Пермь, Завод "Нефтегазовой аппаратуры "Анод"	шт	4	30,00		
8	Электрод сравнения неполяризующийся с блоком проводниковых индикатором БПИ-2-2. Длина кабеля 5м.	ЭНЕС-4М ТУ 3435-016- -73892839-2010	473994	г.Пермь, Завод "Нефтегазовой аппаратуры "Анод"	шт	2	0,65		
9	Кабель силовой с медными жилами бронированный сечением 2х6 мм ²	ВБШВ-1-2х6 ГОСТ 16442-80*		ОАО "Камкабель" г.Пермь	км	0,060	524,0		

Инв.№ подл.	Подпись и дата	Взам.инв.№

Изм.	Кол.	Лист	Ндок.	Подпись	Дата

2021/354/ДС112-РД-ТКР1.ГСН

Лист
5.2