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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

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

### ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)»

### Проектная документация

Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»

Часть 1 «Технологические решения»

2019/206/ДС110-PD-TKR1

**Tom 3.1** 

Договор №

Подпись и дата

2019/206/ДС110

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

### Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

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

#### ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)»

Проектная документация

Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»

Часть 1 «Технологические решения»

2019/206/ДС110-PD-TKR1

Том 3.1

Главный инженер Г.Д.Закиров

2019/206/ДС110

Главный инженер проекта Д.Ю.Минин

Подп.	Дата
	Подп.

Договор №

Взаим..инв.№

	_			,			2
		Обозначен			Наименование	Примеча	ание
	2019/20	6/ДС110-Р	D-TKR1	.S C	Содержание тома 3.1	2	
	2019	9/206/ДС1 TKR1.TC		Т	Гекстовая часть	3	
	2019	9/206/ДС1 TKR1.GC		Γ	рафическая часть		
					Тист 1 – Принципиальная ехнологическая схема	71	
_	Изм. Кол.у	-		Дата	2019/206/ДС110-PD-T		
	Разработал			10.21	C		истов
ŀ	Проверил	Булдаков	1	10.21	COHEDWALHER TOXA 2.1	Π 1	1
	Н.контр. ГИП	Булдаков Минин		0.21	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 3.1 «	Проектный цен ПНИПУ-Нефтепр	
$oldsymbol{\bot}$		141111111	Ī	10.41			

Согласовано:

Взаим..инв.№

Подпись и дата

Инв. Меподп.

### Содержание

1 Сведения о топографических, инженерно-геологических,

Проверил	Булдаков	09.21	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	П	1	68
Изм. Кол.уч Разработал	. Лист № док. 1 Пастаногова	09.21		Стадия	Лист	Листов
Иом Иол	. Лист № док. І	Подпись Дата	2019/206/ДС110-РD-7	ΓKR1.ΤC	EH	
			ка применяемых труб			
			пропускной способности. Состав			
		_	оводаовода: вазнасть овода	_		16
_		-	ного трубопровода. Обоснование сборного трубопровода. Балласти		ра и	
			гранспортировки продукта. Хара	-		
						13
13 Oı	писание реп	шений по ор	рганизации ремонтного хозяйств	а, его		
						13
			ис просктных решении при реали 3 Федерального закона «О трансп			11111Y1,
			ие проектных решений при реали		rneñor	······ 1 <del></del>
			ия устойчивости и качества работ		йного	12
систе	м управлен	ния техноло	огическими процессами, автомати	ических	систем	
_	_ •	-	в проектной документации автом			
			оосепечивающих соолюдение тр сплуатации линейного объекта			11
1			обеспечивающих соблюдение тр	ебовані	 ій по	11
			и профессионально-квалификац	ионном	состав	ве 11
	-					
строи	тельства лі	инейного об	бъекта. Строительство в сложных	х инжен	ерно-	
_	-	-	и типов оборудования, использує			
			энергосбережению			
					-	
	-		щности объектагики технологического оборудова			
		-	лассе линейного объекта			
		-	м изделий и конструкций подзем			
4 Све	дения об ур	ровне грунт	говых вод, их химическом состав	е, агрес	сивнос	ти
			кта			6
_		-	и деформационных характеристи			
			ещения линейного объекта		-	
1			одно-климатических условиях зе			
i cidol	польства		•••••			3

15.3 Технологические трубопроводы	24
15.4 Глубина заложения нефтегазосборного трубопровода. Пересечения	
нефтегазосборного трубопровода с инженерными коммуникациями,	
автодорогами, водными преградами. Запорная арматура. Изоляция	
трубопроводов. Подключение к существующим коммуникациям. Надежность	
и устойчивость трубопровода. Нагрузки и воздействия на трубопровод.	
Диагностика состояния нефтегазосборного трубопровода. Указательные	
знаки. Охранные зоны	27
15.5 Мероприятия по защите трубопровода от перегрева или замерзания	34
15.6 Испытания нефтегазосборного трубопровода	34
16 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов; выбросы в	
атмосферу. Мероприятия по обеспечению выполнения требований,	
предъявляемых к оборудованию, техническим устройствам, материалам	37
17 Перечень нормативной литературы	39
Приложение А	40
Таблица регистрации изменений	

Взаиминв.№	
Подпись и дата	
№подп.	

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

В административном положении район работ расположен на территории Красновишерского городского округа Пермского края на землях лесного фонда Красновишерского лесничество ГКУ «Управление лесничествами Пермского края», Нижне-Язьвинское участковое лесничество (Нижне-Язьвинское), аренда ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Непосредственно участок работ расположен на Гагаринском нефтяном месторождении, на территории производственной деятельности ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Ближайшие населенные пункты – Цепел, Верх-Язьва.

Проезд к месту работы осуществляется в любое время года по асфальтированной дороге Соликамск – Красновишерск до деревни Нижняя Язьва и далее по технологическим дорогам ЦДНГ-12 через нефтяные месторождения Озерное, Мысьинское на Гагаринское нефтяное месторождение.

В геологическом строении района изысканий до глубины 1,5-10,0м по данным бурения инженерно-геологических скважин принимают участие четвертичные техногенные (tQiv), биогенные (bQ) и аллювиальные (aQ) грунты.

Поверхность на изучаемой территории практически повсеместно поросла почвенно-растительным слоем мощностью 0,2м, на участках переходов через болото мхом мощностью 0,2м.

### Четвертичная система (Q) Техногенные отложения tQiv

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

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

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к Восточно-Европейской стране Волго-Камской провинции низменных и возвышенных равнин и ярусных возвышенностей району Юрюзано-Сылвенской приподнятой денудационной равнине.

Естественная поверхность в районе работ подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов, автодорог.

1нв. №подп.	Подпись и дата	Взаимин

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Полпись	Лата

Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -52°C.

Абсолютный максимум температуры воздуха достигает +36°C.

Средняя температура самого холодного месяца -13,9°C, средняя максимальная температура самого жаркого месяца +23,1°C.

#### Влажность воздуха

Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре, минимальная - в мае. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца (января) составила 89%, наиболее теплого месяца (июля) – 61%.

#### Осадки

Максимальная часть осадков выпадает в июне и июле.

Количество осадков за период с ноября по март составляет 274 мм. Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 483 мм. Суточный максимум осадков равен 75 мм.

### Ветровой режим

В период с декабря по февраль преобладают ветры южного направления, в период с июня по август – западного.

Согласно СП 20.13330.2011, они равны:

- ветровая нагрузка - (I район согласно карте 3 приложения Ж), нормативное значение ветрового давления  $w_0$  в зависимости от ветрового района принимается по таблице 11.1 и составляет 0,23 кПа.

Согласно СП 20.13330.2016, они равны:

- ветровая нагрузка - (I район согласно карте 2 приложения E), нормативное значение ветрового давления  $w_0$  в зависимости от ветрового района принимается по таблице 11.1 и составляет 0,23 кПа.

### Снежный покров

Взаим..инв.№

Подпись и дата

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

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

Согласно СП 20.13330.2011, они равны:

- снеговая нагрузка - (VI район согласно карте 1 приложения  $\mathbb{X}$ ), расчётное значение веса снегового покрова  $S_{\rm g}$  составляет 4,0 кПа (таблица 10.1).

Согласно СП 20.13330.2016, они равны:

— снеговая нагрузка — (VI район согласно карте 1 приложения E), нормативное значение веса снегового покрова  $S_{\rm g}$  составляет 3,0 кH/м² (таблица 10.1).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Лист

### Геологические условия

В геологическом строении принимают участие четвертичные техногенные (tQiv), биогенные (bQ) и аллювиальные (aQ) грунты.

Инженерно-геологические и гидрогеологические условия участка работ по данным проведенных изысканий характеризуются III (сложной) категорией сложности, согласно приложения ГСП 47.13330.2016.

## 2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2016 и карты ОСР-2016-В (СП 14.13330.2018) район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью превышения, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 (карта В) лет.

По степени пучинистости, согласно табл. В.6, В.7 приложения В СП 34.13330.2012, пески мелкие ИГЭ-3 относятся к слабопучинистым грунтам (III группа).

Торфы по степени морозоопасности рекомендуется принять как сильнопучинистые (с учётом обводнённости грунтов и степени влажности Sr >0,8).

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов под оголенной от снега поверхностью в данном районе составила:

- для песков - 2,14м.

Согласно табл. 53 («Гидрология торфяных болот» Б.С. Маслов) максимальная глубина промерзания неосущенного низинного болота составляет 39см.

Среди геологических процессов и явлений, осложняющих инженерногеологические условия, на территории исследуемого участка следует отметить возможное подтопление, заболачивание, которые характеризуется высоким уровнем грунтовых вод и сезонное пучение грунтов в пределах глубины промерзания.

Другие опасные инженерно-геологические и техногенные процессы и явления в процессе инженерно-геологических изысканий не выявлены.

Инженерно-геологические и гидрогеологические условия участка работ по данным проведенных изысканий характеризуются III (сложной) категорией сложности, согласно приложения ГСП 47.13330.2016.

	-			·	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Полпись	Лата

### 3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

На основании материалов бурения скважин, результатов лабораторных исследований проб грунтов, с учётом их происхождения, текстурноструктурных особенностей, в геолого-литологическом разрезе изысканного района выделены следующие инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – насыпной грунт: песок мелкий (tQiv);

ИГЭ-1а – насыпной грунт: щебень известняка, мергеля (tQiv);

ИГЭ-2 – торф сильноразложившийся (bQ);

ИГЭ-3 – песок мелкий (adQ).

Выделенные инженерно-геологические элементы имеют прочностные и деформационные характеристики. К прочностным относятся характеристики плотности -  $\rho$  г/см3 грунта; удельного сцепления -  $\phi$ , МПа; угола внутреннего трения -  $\phi$ , град. К деформационным - модуль деформации -  $\phi$ , МПа.

Прочностные характеристики грунтов приняты по результатам лабораторных данных, модули деформации приняты по результатам компрессионных испытаний с учетом корректировочных коэффициентов. Таким образом, приняты следующие характеристики:

 $И\Gamma$ Э-2 — торф сильноразложившийся (bQ), с расчетными характеристиками:  $\rho$ =0,96 г/см³, E=1,3МПа.

ИГЭ-3 – песок мелкий (adQ), с расчетными характеристиками:  $\rho$ =2,0 $\Gamma$ /см<sup>3</sup>,  $\phi$ =0,003 МПа, c=34°, E=23,36МПа.

Группы грунтов по трудности разработки, принятые согласно приложению 1.1 ГЭСН 81-02-01-2017, следующие:

Почвенно-растительный слой, мох 9а

Песок мелкий 29а

Торф сильноразсложившийся 376

Щебень известняка, мергеля 41а

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

На период изысканий (июль 2021г.) подземные воды вскрыты на глубине 0,0-3,5м (абс.отм. 128,1-134,7м) от поверхности земли в почвенно-растительном и моховом слое, торфах и песках. Установившийся уровень подземных вод зафиксирован на тех же глубинах.

По химическому типу подземные воды характеризуются как гидрокарбонатные, кальциевые; гидрокарбонатные, натриево-калиево-магниево-кальциевые; (ОСТ 41-05-263-86), весьма пресные (табл.1), с общей минерализацией 0,1-0,3г/литр. Согласно химическим анализам проб воды и в

Взаиминв.№	
Подпись и дата	
Инв. №подп.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Полпись	Лата

По химическому типу поверхностные воды характеризуются хлоридно-гидрокарбонатные, магниево-натриево-калиево-кальциевые; (ОСТ 41-05-263-86), весьма пресные (табл.1), с общей минерализацией 0,16г/литр. Согласно химическим анализам проб воды и в соответствии с табл. В.3, В.4 СП 28.13330.2017 поверхностные воды обладают средней общекислотной бетону нормальной проницаемости агрессивностью К (марки неагрессивные к арматуре ж/б конструкций при периодическом смачивании и при постоянном погружении. По отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода (табл. Х.3) среда среднеагрессивная. Согласно табл. П 11.2 и П 11.4 РД 34.20.508 поверхностные воды обладают высокой коррозионной агрессивностью к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля.

Положение уровня грунтовых вод в поймах пересекаемых водотоков и на прилегающих к ним участках склонов определяется уровнем воды в реках и ручьях. В неблагоприятные периоды года следует ожидать подъема уровней подземных вод в пойме - до дневной поверхности, на примыкающих к ней участках - до отметок H1%.

В периоды интенсивного таяния снега, ливневых затяжных дождей, в условиях нарушенного поверхностного стока и неэффективном водоотводе, возможно образование кратковременного маломощного горизонта подземных вод типа «верховодка» на глубине 0,1-1,5м от поверхности земли.

По подтопляемости территории согласно СП 11-105-97, ч. ІІ нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237-блок-задвижек», участок нефтегазосборного трубопровода «задвижка №21 - т.вр «ГЗУ-1237- блок задвижек», участок нефтегазосборного трубопровода задвижка №22 — т.вр «ГЗУ-1237 — блок задвижек», относится к І области — подтопленная, по условиям развития процесса к району І-А — подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку І-А-1- постоянно подтопленный.

### 5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Лист № док. Подпись Дата

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237-блок задвижек» относится к III классу по диаметру, II категории по назначению согласно п.5.3 и п.6.2 СП 284.1325800.2016 соответственно. Категории

Изм. Кол.уч.

Взаим..инв.№

участков трубопровода приняты согласно таблице 2 и соответствуют категории II.

### 6 Сведения о проектной мощности объекта

Настоящей проектной документацией, согласно заданию на проектирование, техническим условиям, предусматривается строительство нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237-блок задвижек».

Проектной документацией предусматривается демонтаж выведенного из эксплуатации трубопровода. Демонтаж описан в Разделе 6 «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства».

В соответствии с заданием на проектирование и техническими условиями загрузка нефтегазосборного трубопровода составит:

- по жидкости Qж=146 м³/сут;
- по нефти Qн=44,3 т/сут.u

Максимальная перспективная загрузка нефтегазосборного трубопровода с учётом 20% запаса составит:

- по жидкости Qж=175,2 м³/сут;
- по нефти Qн=53,16 т/сут.

№ док. Подпись

С рабочим давлением в трубопроводе до 4,0 МПа.

Режим работы - круглосуточный, непрерывный.

Принципиальная технологическая схема нефтегазосборного трубопровода представлена 2019/206/ДС110-PD-TKR1.GCH-1.

### 7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Характеристика проектируемых сооружений для транспорта вышеприведенных объемов нефти приведена в таблице 7.1.

Взаим инв №					
Полпись и дата					
Мополи					Ли

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

стальная

Таблица 7.1 Характеристика проектируемых сооружений.

Кол.

Характеристика

Труба

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Ед.

изм.

Наименование

Нефтегазосборный

п/ П

1

Взаим..инв.№

Подпись и дата

Изм.

Кол.уч.

Лист № док. Подпись

	трубопровод «ГЗУ-1237-блок задвижек», в том числе:	M	1529,17	электросварная тип 1 — 159х5,0— сталь B20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным
	Линейная часть	M	1516,37	полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с
	Технологические трубопроводы	M	12,8	тулками для внутренней защиты сварных соединений
2	Участок нефтегазосборног о трубопровода «Куст №3,4 т.вр. «ГЗУ-1237-блок задвижек»	M	42	Труба стальная электросварная тип 1 — 159х5,0— сталь B20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
3	Участок нефтегазосборног о трубопровода "Задвижка №22 - т.вр. "ГЗУ-1237- блок задвижек"	M	21,38	Труба стальная электросварная тип 1 — 159х5,0— сталь B20(K42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
4	Участок нефтегазосборног о трубопровода "Задвижка №21 - т.вр. "ГЗУ-1237- блок задвижек"	М	114,17	Труба стальная электросварная тип 1 — 159х5,0— сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым
			2010/206/	Лист

п/	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
				покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений

### 8 Перечень мероприятий по энергосбережению

Нефть подается в нефтегазосборный трубопровод без нагрева; температура продукта обеспечивается технологическим режимом и подземной прокладкой трубопровода. Температура застывания продукта ниже температуры грунта, поэтому дополнительных мероприятий по защите от перегрева или замерзания не требуется.

Так как вязкость нефти низкая и предусмотрена подземная прокладка трубопровода, то электроэнергии на нагрев не требуется.

Управление технологическим процессом перекачки нефти осуществляется на ДНС «Гагаринская».

Согласно заданию на проектирование и техническим условиям выполняется замена нефтегазосборного трубопровода, автоматизированные системы управления технологическим процессом не предусматриваются. Контроль состояния трубопровода осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление. Контроль технологических параметров работы трубопровода осуществляется круглосуточно оператором пульта управления добычи нефти и газа ЦДНГ-12.

# 9 Обоснование количества и типов оборудования, используемых в процессе строительства линейного объекта. Строительство в сложных инженерно-геологических условиях

Расчет потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах выполнен в соответствии требованиями, СП 48.13330.2011, исходя из годовых физических объемов строительно-монтажных работ и годовой производительности машин, механизмов и транспортных средств.

Описание обоснования количества и типов оборудования, средств и механизмов, используемых в процессе строительства участков трубопровода, конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопровода по трассе и технические решения по строительству в сложных инженерно-геологических условиях приведено в Разделе 5 «Проект организации строительства».

п. Подпись и дата Взаиминв	
Инв. №подп.	

Š

				·	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Полпись	Лата

Количество рабочих мест определено согласно «Типовым нормативам численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности», утвержденным Министерством нефтяной промышленности СССР 10.08.1987. Увеличение численности работников не требуется.

Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237-блок задвижек» находится в зоне ответственности бригады по добыче нефти и газа №1203 ЦДНГ №12.

Численность бригады установки по добыче нефти и газа №1203 - 18 человек в том числе:

- -мастер по добыче нефти, газа и конденсата -2 человека;
- -оператор по добыче нефти и газа 6 разряда 1 человек;
- оператор по добыче нефти и газа 5 разряда 2 человека;
- -оператор по добыче нефти и газа 4 разряда 13 человек.

Режим работы

Для мастера по добыче нефти, газа и конденсата: Суммированный учет рабочего времени. Пятидневная рабочая неделя с двумя выходными днями (пятница, суббота), продолжительность смены 11 часов с 08-00 до 20-00. Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12-00 до 13-00.

Для операторов по добыче нефти и газа – сменный/ суммированный учёт рабочего времени.

Смена (день) с 08-00 до 20-00, продолжительность смены 11,0 часов.

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

Смена (ночь) с 20-00 до 08-00, продолжительность смены 11,0 часов.

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

Обход проектируемого нефтегазосборного трубопровода линейными обходчиками осуществляется:

- зимой на снегоходах;
- в любое другое время года при небольшом участке обхода пешком, при продолжительном обходе вездеходным автотранспортом.

Текущий и аварийный ремонт будет проводиться персоналом бригады по добыче нефти и газа ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с привлечением, по необходимости, специализированных сервисных организаций, согласно составленных и утвержденных месячных планов работ.

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

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил по промышленной безопасности, охраны труда и

Подп	Инв. №подп.

Взаим..инв.№

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

снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема транспорта;
- применение регулирующей арматуры;
- устройство подъездов ко всем технологическим объектам;
- ремонт трубопровода производится только после его отключения и сброса давления;
  - испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
  - заземление оборудования и трубопроводов;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- обязательный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ;
- устройство стационарных лестниц, площадок и переходов для обслуживания оборудования и арматуры.

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта приведены в Томе 3.5, Часть 5 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

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

Согласно заданию на проектирование и техническим условиям выполняется строительство нефтегазосборного трубопровода, автоматизированные системы управления технологическим процессом не предусматриваются.

Управление технологическим процессом транспорта нефти осуществляется на ДНС «Гагаринская».

Контроль за технологическим процессом транспорта нефти осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление.

Для осуществления вышеперечисленного объема автоматизации в проекте используются приборы, серийно выпускаемые отечественной промышленностью. Все средства автоматизации имеют необходимые сертификаты соответствия техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, все средства измерения имеют действующие на дату выпуска свидетельства (сертификаты) об утверждении типа СИ с

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Лист

Для местного измерения давления предусматриваются манометры показывающие МП4-У (диапазон измерения 0-6МПа, класс точности 1.5, исполнение IP53).

Климатическое исполнение оборудования автоматизации, расположенного на открытых площадках не ниже У2 по ГОСТ 15150-69 (-50 -  $\pm$ 45°C).

К объектам подлежащим контролю относятся узлы запорной арматуры.

Узлы запорной арматуры размещаются в ограждениях высотой не менее 2,1 м с надписями, с номерами в соответствии с оперативной схемой с указателями направления вращения на закрытие и открытие, а также с указателями положений с надписями «Закрыто» и «Открыто» и местными приборами измерения давления до и после запорной арматуры.

Класс герметичности затвора применяемой запорной арматуры - «А» по ГОСТ 9544-2015.

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

Проектом не предусмотрено устройство технических средств обеспечения транспортной безопасности и специальных помещений для управления ими, т.к. объект не является объектом транспортной инфраструктуры и не расположен в границе охранных зон, объектов транспортной инфраструктуры.

### 13 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Объемы ремонтных работ на нефтегазосборном трубопроводе и сроки их выполнения определяются по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий по прогнозируемым режимам транспортировки нефти, установленному предельному рабочему давлению, анализу эксплуатационной надежности, предписания надзорных органов, в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности.

Ремонт нефтегазосборного трубопровода подразделяется на плановопредупредительный и аварийный.

Планово предупредительный ремонт выполняется в соответствии с годовым графиком ППР, утвержденным Первым Заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Текущий ремонт - минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению

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

преждевременного износа линейных сооружений, по устранению мелких повреждений и неисправностей.

Текущий ремонт подразделяется на:

- профилактический, количественно и качественно определенный и планируемый заранее по объему и выполнению;
- непредвиденный, выявленный в процессе эксплуатации и выполненный в срочном порядке.

К текущему ремонту нефтегазосборного трубопровода относится:

- ликвидация мелких повреждений земляного покрова над трубопроводом;
  - устройство и очистка водоотводных канав, вырубка кустарников;
  - очистка внутренней полости трубопровода;
  - проверка состояния шурфованием и ремонт изоляции трубопровода;
- ревизия и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;
- ремонт ограждений арматуры, береговых укреплений, переходов трубопровода через водные преграды;
  - проверка фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец;
  - замер толщины стенок трубопровода ультразвуковым толщиномером;
- подготовка линейных объектов трубопровода к эксплуатации в осеннезимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенним паводком;
  - окраска линейных сооружений.

Мероприятия по текущему ремонту нефтегазосборного трубопровода проводятся в основном без остановки перекачки персоналом бригады по подготовке и перекачке нефти ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с привлечением, по необходимости, специализированных сервисных организаций, согласно составленных и утвержденных месячных планов работ.

Планом организации ремонтных работ составляется в произвольной форме и включает в себя:

- наименование объекта, места проведения работ, даты, время их начала и окончания;
- краткие технические и конструктивные требования к ремонтируемым (восстанавливаемым) элементам трубопроводного объекта;
  - указания о материальном обеспечении работ;
- расстановку оборудования, механизмов, средств связи, охранных постов, пунктов отдыха и приема пищи, а также списочный состав персонала, участвующего в работе, с указанием фамилий и должностей лиц, ответственных за проведение работ;
- порядок и последовательность осуществляемых переключений (отключений, включений) участков трубопровода, оборудования средств электрохимической защиты и др.;
  - подробную схему подлежащих ремонту узлов (участков трубопровода);
- параметры испытаний отремонтированных узлов (участков трубопровода).

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

К капитальному ремонту линейной части трубопровода относятся:

- все работы, выполняемые при текущем ремонте;
- вскрытие траншей трубопровода, осмотр и частичная замена изоляции;
- ремонт или замена дефектных участков трубопровода и запорной арматуры, их переиспытание;
- замена фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением трубопровода к ним;
  - просвечивание швов;
- продувка или промывка, испытание трубопровода на прочность и плотность;
  - окраска надземных частей трубопровода;
  - ремонт ограждений;

Лист № док. Подпись

Дата

- -сооружение защитных кожухов на пересечении с автомобильными дорогами, водными преградами;
  - ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

Капитальный ремонт нефтегазосборного трубопровода выполняется силами сторонних организаций. Капитальный ремонт нефтегазосборного трубопровода выполняется в соответствии с проектом на капитальный ремонт (по необходимости) и планом организации ремонтных работ, аналогичным плану, составляемому для текущего ремонта.

Ремонт нефтегазосборного трубопровода должен осуществляться в соответствии с требованиями действующей нормативно-технической документации. На используемые для выполнения ремонтных работ материалы и изделия должны быть документы (паспорта, сертификаты), удостоверяющие их качество и соответствие условиям применения. Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в исполнительную и техническую документацию и паспорт трубопровода.

### 14 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

Из неблагоприятных геологических процессов на территории изысканий можно отметить процессы пучения грунтов, заболачивание, подтопляемость.

Для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы предусматривается прокладка трубопроводов с учётом ожидаемых деформаций, ниже глубины промерзания. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов для песков составляет 2,14м, для низинного болота - 39см.

Противопучинистые мероприятия выполнены на ПК0-ПК14+02.

На обводненных участках, на переходе через ручьи для нефтегазосборного трубопровода диаметром 159 предусматривается монтаж текстильных контейнеров КТБ-160. Текстильные контейнеры КТ-заполняются грунтом по трассе.

Изм. Кол.уч.

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Лист

#### 15.1 Описание технологии транспортировки продукта. трубопровода. нефтегазосборного Характеристика параметров Обоснование диаметра и толщины стенки нефтегазосборного трубопровода. Балластировка нефтегазосборного трубопровода

Продукция скважин Гагаринского кустов месторождения ПО нефтегазосборным трубопроводам поступает на ДНС-1204 «Гагаринская», где происходит 1-я ступень сепарации. Отсепарированная нефть по промысловому нефтепроводу поступает на УПСВ-1203 «Южно-Раевская» (на УППН-0405 «Каменный Лог»).

Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237-блок задвижек» предназначен для транспортировки нефти с ГЗУ-1237 на блок-задвижек.

Настоящей проектной документацией, согласно заданию на проектирование и техническим условиям, предусматривается строительство нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237-блок задвижек».

Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237-блок задвижек» входит в производственной 000«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», сферу деятельности Гагаринское месторождение, ЦДНГ-12.

В соответствии с заданием на проектирование и условиями загрузка нефтегазосборного трубопровода составит:

- по жидкости Ож=146 м³/сут;
- по нефти Qн=44,3 т/сут.

Максимальная перспективная загрузка нефтегазосборного трубопровода с учётом 20% запаса составит:

- по жидкости Qж=175,2 м<sup>3</sup>/сут;
- по нефти Qн=53,16 т/сут.

С рабочим давлением в нефтегазосборном трубопроводе до 4,0 МПа.

Режим работы - круглосуточный, непрерывный.

технологическая Принципиальная нефтегазосборного трубопровода представлена 2019/206/ДС110-PD-TKR1.GCH-1.

Физико-химические свойства и состав нефти и газа приведены в таблицах 15.1.1, 15.1.2.

Таблица 15.1.1 – Физико-химические свойства и состав нефти для нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237-блок задвижек»

Herry cover a very a very cover a	Численные значения
Наименование параметра	диапазон значений
Плотность при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	800-839
Вязкость динамическая по поверхностным	
пробам, мПа*с:	
при 20°С	2,9-4,3

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Взаим..инв.№

Подпись и дата

Анв. №подп.

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Лист

Hayraayanayyya wanayarna	Численные значения
Наименование параметра	диапазон значений
Температура застывания, °С	-16
Массовое содержание, %	
серы	0,32-0,81
смол силикагелевых	6,64-8,04
асфальтенов	0,38-0,95
парафинов	2,83-5,4
Температура плавления парафина, °С	52-58

Таблица 15.1.2 — Физико-химические свойства и состав газа для нефтегазосборного трубопровода ««ГЗУ-1237-блок задвижек»

Компоненты нефтяного газа	Единица измерения	Состав газа, об. содержание %
Сероводород		0-5,03
Двуокись углерода		0,01-0,28
Азот + редкие		2,13-9,09
Метан		42,05-57,93
Этан		21,2-22,52
Пропан		11,8-15,42
Изобутан		1,18-2,21
н-Бутан		2,69-4,38
Изопентан		0,59-0,75
н-Пентан		0,46-0,59
Плотность газа	$\kappa\Gamma/M^3$	1,065-1,214

### Гидравлический расчёт нефтегазосборного трубопровода

Гидравлический расчёт нефтегазосборного трубопровода выполнен в программном комплексе «Инженерный Симулятор Технологических Процессов».

Гидравлический расчёт нефтегазосборного трубопровода выполнен на наихудшие (самые сложные) условия транспорта нефти. В соответствии заданию на проектирование.

Схема гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода приведена в приложении А.

Согласно гидравлическому расчёту в проекте предусматривается трубопровод с наружным диаметром 159 мм.

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

Взаим..инв.№

### Расчёт толщины стенки нефтегазосборного трубопровода

Расчёт толщины стенки трубопровода (линейная часть) выполнен по формуле п. 13.2 (Трубопроводы промысловые для нефти и газа) СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».

$$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot d_e}{2(R + 0.6 \cdot \gamma_f \cdot p_n)};$$

t – расчётная толщина стенки, мм;

 $\gamma_f$  - коэффициент надёжности по нагрузке, принимается по табл. 6 СП 284.1325800.2016 для труб, у которых определяющей является нагрузка от внутреннего давления транспортируемой жидкой среды,  $\gamma_f$  =1,15;

 $\eta$  - коэффициент несущей способности, принимается по СП 284.1325800.2016, п. 13,2, для труб  $\eta$ =1;

 $p_n$  –рабочее давление транспортируемой среды, МПа,  $p_n$ =4,0МПа;

d<sub>e</sub> – наружный диаметр трубы, мм;

R – напряжение материала стенки трубы, МПа.

Для трубопроводов, транспортирующих сероводородосодержащие продукты R определяется по формуле:

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

 $R_{yn}$  - минимальное значение предела текучести материала МПа. Для стали 20 принимается равным 245 МПа;

 $\gamma_n$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимается по СП 284.1325800.2016 табл.3 для трубопроводов DN≤400мм и p<sub>n</sub><7,5МПа,  $\gamma_n$ =1,00;

 $\gamma_s$  - коэффициент условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты, принимается по СП 284.1325800.2016 табл.12, для труб  $\gamma_s$  =0,5.

$$R = \frac{245 \cdot 0.5}{1} = 122.5$$
, M $\Pi$ a,

$$t = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 4.0 \cdot 159}{2(122.5 + 0.6 \cdot 1,15 \cdot 4.0)} = 2,9 \text{MM}$$

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.

Инв. №подп.	Подпись и дата	Взаиминв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Полпись	Лата

Лист

Примечание

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

Согласно проектной документации предусматривается срок эксплуатации трубопроводов не менее 25 лет, добавка к толщине стенки на коррозию принимается 2,0мм.

Расчетная толщина стенки 4,9мм.

ГОСТ,

марка

стали

Наимено-вание

трубопровода

Лист № док. Подпись

Взаим..инв.№

Подпись и дата

Изм.

Кол.уч.

Согласно выполненным расчетам к строительству рекомендуются трубы диаметром 159 мм с толщиной стенки 5мм.

Потребность в трубах, принятая толщина стенки, характеристика рекомендуемых труб приведены в таблице 15.1.3.

Характеристика рекомендуемых труб

ное

Ha-

руж-

сти  $\sigma_{...}$  давлен ный толщин щина

Расчет-

ная

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Приня-

тая тол-

Таблица 15.1.3 – Характеристика рекомендуемых труб

текуче-

Предел Расчет

	Стали	мПа	ие, <i>p</i> , МПа	диа- метр <i>D</i> , мм	а стенки <i>t</i> , мм	щина стенки, мм	
Нефтегазосбор ныйтрубопров од «ГЗУ-1237- блок задвижек»	B20	245	4,0	159	2,9	5,0	С заводским наружным трехслойным полиэтиленов ым покрытием
Участок нефтегазосбор ного трубопровода «Куст №3,4 т.вр. «ГЗУ- 1237-блок задвижек»	B20	245	4,0	159	2,9	5,0	и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
Участок нефтегазосбор ного трубопровода "Задвижка №22 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек"	B20	245	4,0	159	2,9	5,0	
Участок нефтегазосбо рного трубопровод а "Задвижка №21 - т.вр. "ГЗУ-1237- блок задвижек"	B20	245	4,0	159	2,9	5,0	

Лист

20

Номенклатура труб (наружный диаметр, длина) принята в соответствии с ГОСТ 20295. Предельные отклонения труб от номинальных размеров соответствуют СП36.13330.2012:

- предельные отклонения по наружному диаметру не превышают  $\pm 2\%$ ;
- овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не превышает 1%;
- кривизна труб не превышает 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна не более 0,2% длины трубы.

Согласно выполненному расчёту к строительству рекомендуется труба диаметром 159 мм с толщиной стенки 5 мм.

Кол.

Характеристика

Состав проектируемого сооружения приведён в таблице 15.1.4. Таблица 15.1.4 Состав проектируемого сооружения

Ед.

изм.

Наименование

Лист № док. Подпись

Изм.

Кол.уч.

Дата

 $\Pi$ /

П				
1	Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237-блок задвижек», в том числе:	М	1529,17	Труба стальная электросварная тип 1 — 159х5,0— сталь B20(K42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным
	Линейная часть	M	1516,37	полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с
	Технологические трубопроводы	М	12,8	втулками для внутренней защиты сварных соединений
2	Участок нефтегазосборног о трубопровода «Куст №3,4 т.вр. «ГЗУ-1237-блок задвижек»	M	42	Труба стальная электросварная тип 1 — 159х5,0— сталь B20(K42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
3	Участок нефтегазосборног о трубопровода	M	21,38	Труба стальная электросварная тип 1 – 159x5,0– сталь B20(K42)
	"Задвижка №22 -			по ГОСТ 20295-85 с

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

### Расчет всплытия трубопровода на сырых участках

Расчет нефтегазосборного трубопровода против всплытия произведен для трубопровода при переходе через сырые участки и болота. Расчет выполнен по формуле (30) СП 284.1325800.2016 и согласно методике, изложенной в книге «Промысловые трубопроводы и оборудование», авторы - Ф.М.Мустафин, А.И.Быков, А.Г.Гумеров и др., Москва, «Недра», 2004.

Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, должна проверяться по условию:

 $Q_{act}$ - суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом;

 $Q_{pas}$  - суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес) (H/м).

Значение коэффициента надежности устойчивого положения  $\gamma_a$ =1,1.

Устойчивость против всплытия трубопроводов, прокладываемых на периодически обводняемых участках трассы, обеспечивается применением балластировки с помощью пригрузов.

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

Подпись и дата	
Инв. №подп.	

Взаим..инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

 $\gamma_{\rm B}$  — удельный вес воды, с учетом содержания солей и мехпримесей, принимаем  $\gamma_{\rm B}$  =11000 H/м<sup>3</sup> (при плотности воды 1050 кг/м<sup>3</sup>),

D<sub>н.и</sub> – наружный диаметр трубы с учетом изоляции, м:

$$D_{uu} = D_u + 2t_u = 0.159 + 2 \cdot 0.003 = 0.165 M$$

Расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода, определяется по формуле:

$$q_{\scriptscriptstyle use} = rac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot eta^2 \cdot 
ho_{\scriptscriptstyle \min}^3}$$
, где

 $ho_{min}$  - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода;

β - угол поворота оси трубопровода, рад;

I – момент инерции сечения трубы, м<sup>4</sup>

Расчетная нагрузка, обеспечивающая упругий изгиб трубопровода в пределах сырых участков не учитывается так, как угол поворота оси трубопровода  $\beta$ =0.

Величина балластировки в воде рассчитывается по формуле:

$$q_{_{\mathit{бan.e}}}^{_{\mathit{H}}} = \frac{1}{n_{_{\mathit{o}}}} (k_{_{\mathit{He}}} \cdot q_{_{\mathit{e}}} + q_{_{\mathit{use}}} - q_{_{\mathit{mp}}}) \,,$$
 где

 $n_{\sigma}$  – коэффициент надежности по нагрузке, принимается  $n_{\sigma}$  = 0,95;

 $k_{\text{\tiny HB}}$  - коэффициент надежности против всплытия,  $k_{\text{\tiny HB}}{=}1,1;$ 

 $q_{\text{тр}}$  - расчетная нагрузка от 1 п.м. трубы, заполненной продуктом, если в процессе эксплуатации невозможно ее опорожнение и замещение продукта воздухом.

Расчет ведём для незаполненного трубопровода, как для наиболее худшего варианта:

$$q_{\mathit{mp}} = n_{\scriptscriptstyle \mathit{c.e.}} \cdot \gamma_{\scriptscriptstyle \mathit{m}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \left( D_{\scriptscriptstyle \mathit{H}}^2 - D_{\scriptscriptstyle \mathit{GH}}^{-2} \right)$$
, где

 $n_{\text{с.в}}$ - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса, при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения равный 0,95;

 $\gamma_{\rm m}$  - удельный вес материала, из которого изготовлены трубы, для стальной трубы  $\gamma_{\rm m} \!\!=\!\! 78500~\text{H/m}^3$ 

$$q_{mp} = 0.95 \cdot 78500 \cdot \frac{3.14}{4} (0.159^2 - 0.149^2) = 180.30 H / M,$$

Тогда величина балластировки в воде равна:

$$q_{,\delta ax.e}^{H} = \frac{1}{0.95} (1.1 \cdot 235.09 - 180.30) = 82.42 H / M$$

Объем пригруза  $(V_{\Gamma})$  принимаем  $0,16\text{м}^3$  (контейнер КТБ-160), вес заполненного контейнера на воздухе  $(Q_{\Gamma.B.})$ = 240кг, тогда максимальное

Инв. №подп.	Подпись и дата	Взаим

$$l_{z} = \frac{Q_{z.6.}g - \gamma_{6} \cdot V_{z}}{q_{6an.6}^{H}} = \frac{240 \cdot 9,81 - 11000 \cdot 0,16}{82,42} = 7,2m;$$

Принимаем расстояние между центрами одиночных грузов, используемых для балластировки равным 5,0 м, тогда общее число грузов, необходимых для участка трубопровода длиной L=393 м составляет:

$$n = \frac{L}{l_2} = \frac{393}{5.0} \approx 79um.$$

Проверяем условие устойчивости положения (против всплытия) трубопровода, прокладываемого на обводненных участках трассы (1):

$$\begin{split} &Q_{act} = k_{\scriptscriptstyle H.6} \cdot q_{\scriptscriptstyle 8} = 1,\! 1 \cdot 235,\! 09 = 258,\! 60 H \, / \, \text{м} \\ &Q_{pas} = q_{mp} + n \cdot Q_{\scriptscriptstyle \mathcal{C}.600} \, / \, L = 180,\! 30 + 79 \cdot 594,\! 4/393 = 299,\! 78 H \, / \, \text{м}, \text{где} \end{split}$$

 $Q_{r,BOZ}$  - вес заполненного контейнера в воде:

$$Q_{z,sod} = Q_{z,s.} \cdot g - \gamma_s \cdot V_z = 240 \cdot 9,81 - 11000 \cdot 0,16 = 594,4H / M$$

Тогда:

$$258,60 \le \frac{299,78}{1.1} (272,53H/M)$$

Условие выполняется.

Вывод: для исключения вероятности всплытия трубопровода на сыром участке и болоте (ПК1+166,56 - ПК5+52) предусмотреть пригрузы типа контейнера текстильного КТБ-160 в количестве 79 шт. с шагом 5,0 м.

### Расчет всплытия трубопровода на сыром участке и болоте

$$\Pi$$
K6+29,5 -  $\Pi$ K11+16

Расчет выполнен по вышеизложенной методике.

Принимаем расстояние между центрами одиночных грузов, используемых для балластировки равным 5 м, тогда общее число грузов, необходимых для участка трубопровода длиной L=486,5 м составляет:

$$n = \frac{L}{l_z} = \frac{486,5}{5,0} \approx 98um.$$

Проверяем условие устойчивости положения (против всплытия) трубопровода, прокладываемого на обводненных участках трассы (1):

$$Q_{pas} = q_{mp} + n \cdot Q_{\epsilon.600} / L = 180,30 + 98 \cdot 594,4/486,5 = 300,04H/M,$$

Тогда:

$$258,60 \le \frac{300,04}{1.1} (272,75H/M)$$

Лист № док. Подпись

Дата

Взаим..инв.№

### 15.2 Сведения о резервной пропускной способности. Состав проектируемых сооружений. Характеристика применяемых труб

Пропускная способность трубопровода принята в соответствии с прогнозируемым максимальным уровнем добычи жидкости и нефти на месторождениях, при этом резервная пропускная способность не предусматривается.

### 15.3 Технологические трубопроводы

Проектной документацией предусмотрены технологические трубопроводы, прокладываемые в пределах обвалования ГЗУ-1237.

Расчет толщины стенки трубопровода выполнен в соответствии п.9.5 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химических опасных производствах» и ГОСТ 32388-2013 «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия».

Для трубопроводов, транспортирующих нефть, пластовую воду, попутный газ, предусматривается повышенная толщина стенки из-за высокой скорости внутренней коррозии.

Толщина стенки технологических трубопроводов определяется в соответствии с ГОСТ 32388-2013 по формуле:

$$s_R = \frac{|P| \cdot D}{2 \cdot \varphi_y \cdot [\sigma] + |P|} , \qquad (1)$$

где:

S<sub>R</sub> – минимально допустимая толщина стенки, м;

D – наружный диаметр трубопровода, м;

Р –расчетное давление, 4,0МПа;

$$\left[\sigma\right] = \min\left[\frac{\sigma_m}{2.4}, \frac{\sigma_p}{1.5}\right] \tag{2}$$

где  $\sigma p$  – предел текучести, МПа; для стали 20,  $\sigma p$  =245;

 $\sigma$ m — временное сопротивление разрыву, МПа; для стали 20  $\sigma$ m =412 МПа.

$$[\sigma] = \frac{245}{1,5} = 163 \,\mathrm{M}\Pi a;$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

$$[\sigma] = \frac{412}{2,4} = 172 \,\mathrm{M}\Pi a;$$

Для дальнейшего расчет принимается минимальное значение  $[\sigma]$ =163 МПа.

Тогда расчетная толщина стенки равна:

$$s_R = (4.0,159)/(2.1,0.163+4,0) = 0,0019 = 1.9 \text{ MM}$$

Номинальную толщину стенки технологических трубопроводов s определяем из условий (5.7) и (5.9) ГОСТ 32388-2013:

$$s \ge sR + C1 + C2$$

- C1 технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;
- C2 добавка к толщине стенки на общую коррозию, определяемая экспериментально или расчетом, исходя из расчетной скорости коррозии трубной стали в данной среде, с учетом проектируемых средств защиты (ингибиторы, осушка газа, применение покрытий и др.), их эффективности, проектируемого срока эксплуатации трубопровода.

Скорость коррозии - 0,1 мм/год. Добавка к толщине стенки на коррозию принимается 2,0 мм.

Номинальная толщина стенки технологических трубопроводов должна быть не ниже значений представленных в таблице 5.6 ГОСТ 32388-2013.

Толщина стенки технологических трубопроводов принималась с учетом всех перечисленных требований, величины прибавки на коррозию и номенклатуры выпускаемых труб.

Для строительства технологических трубопроводов принимаем трубу с толщиной стенки 5,0 с учетом коррозионной агрессивности транспортируемой среды.

При наличии коррозионно-эрозионного износа стенки элемента низко- и среднетемпературного трубопровода его назначенный ресурс рассчитывают по формуле:

$$T_r = \frac{s - c_1 - s_R}{V_C} = \frac{5 - 1 - 1.9}{0.1} = 21200$$

где  $S,\,S_r$  – номинальная и расчетная толщины стенки элемента;

 $C_1$  – прибавка на утолщение стенки,  $C_1$ =1 мм;

 $V_c$  – скорость коррозии, мм/год.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

Принятый срок службы труб и деталей трубопроводов – 20 лет.

Строительство технологических трубопроводов в пределах обвалования ГЗУ-1237 (надземные участки нефтегазосборного трубопровода) предусматривается из труб стальных электросварных тип 1 - 159х5,0 — сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с внутренним двухслойным покрытием, с

інв. Меподп.

Лист

26

втулками для внутренней защиты сварных соединений, (подземные участки нефтегазосборного трубопровода) предусматривается из труб стальных электросварных тип 1-159x5,0- сталь B20(K42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

Повороты трассы трубопровода предусматриваются отводами 1,5DN.

Строительство, монтаж, испытание, контроль сварных стыков трубопроводов выполняется согласно ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах». Согласно ГОСТ 32569-2013 технологические трубопроводы прокладываемые в пределах обвалования ГЗУ-1237 относятся к группе Ба категории I (давление в трубопроводе  $P=4,0M\Pi a$ , температура перекачиваемой среды  $t=+5 \div +15$ °C).

Расчетное давление технологических трубопроводов принято 4,0 МПа. Испытание трубопроводов на прочность и плотность — гидравлическим или пневматическим способами с определением падения давления. Давление гидравлического испытания на прочность 1,43Ррасч=5,72 МПа. Испытание на плотность выполнить давлением, равным расчетному.

Для всех трубопроводов выполнить дополнительное пневматическое испытание на герметичность давлением, равным рабочему, с определением падения давления.

Объём контроля сварных соединений нефтегазосборного трубопровода радиографическим или ультразвуковым методом составляет 100%.

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

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Nº			
Взаиминв.№			
заим.			
Ŗ			
a			
Подпись и дата			
ись и			
ПДО			
№подп.			
ৃত্			

Лист № док. Подпись

Кол.уч.

Толщина стенки нефтегазосборного трубопровода проверена расчетом, что обеспечивает прочность нефтегазосборного трубопровода.

Основной способ укладки труб - подземный.

**Глубина заложения** нефтегазосборного трубопровода вне постоянных проездов принята из обеспечения устойчивости трубопровода в зависимости от свойств грунта и климатических условий, но не менее 0,8 м до верха трубы, в болотистой местности — не менее 0,6 м до верха трубы в соответствии с СП 284.1325800.2016 п.9.3.1. Глубина сезонного промерзания грунтов для песков составляет 2,14м, для низинного болота -39см.

При пересечении проектируемого нефтегазосборного трубопровода с существующими подземными трубопроводами открытым способом расстояние в свету должно быть не менее 0,35 м.

При пересечении с существующими подземными силовыми кабелями 0,4 кВ — не менее 0,5 м. Пересечение с существующими подземными коммуникациями предусматривается под углом близким 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля.

Расстояние нефтегазосборного трубопровода от действующих трубопроводов при параллельной прокладке принято согласно СП 284.1325800.2016 п.8.7.

Прокладка участков трубопроводов существующим трубопроводам предусмотрена на расстоянии между осью проектируемого трубопровода и осью существующего трубопровода не менее 5 м в соответствии с таблицей 8 СП 284.1325800.2016.

Расстояние трубопровода от существующих сооружений принято согласно СП 284.1325800.2016 п. 6.6, табл.7. Расстояние до ближайшего населенного пункта село Немзя составляет 8,94 км, при допустимом минимальном расстоянии 75 м для нефтепроводов III-го класса. Расстояние от отсыпки куста эксплуатируемых нефтяных скважин: куста №4 составляет 947м, куста №3 — 637м, куста №6 — 90м, при допустимом наименьшем расстоянии для нефтепровода III класса 30м.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод проложен параллельно существующей межпромысловой дороге с щебенистым покрытием на минимальном расстоянии — 19 м, при допустимом наименьшем расстоянии 10м.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод проложен параллельно существующей ВЛ-6 кВ на минимальном расстоянии – 13 м, при допустимом наименьшем расстоянии 10м.

Угол пересечения ВЛ-6 кВ с подземными трубопроводами нормируется.

При пересечении ВЛ-6 кВ нефтегазосборным трубопроводом расстояние от ВЛ-6 кВ принято:

- при горизонтали при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода и основания ВЛ до любой части трубопровода – не менее 10 м;
- при пересечении, сближении и параллельном следовании от основания или любой подземной части (фундаментов) опоры ВЛ до любой части трубопровода – не менее 5 м.

Переход через автомобильные дороги выполнен согласно п. 10.4, п.10.4.2, п. 10.4.3 СП 284.1325800.2016.

Пересечение с автодорогами предусматривается закрытым способом, с углом пересечения близким к 90°, но не менее 60° в защитном кожухе. Толщина стенки защитного кожуха 10 мм. Глубина заложения – не менее 1,4 м до верха кожуха. Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Кожухи предусматриваются из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91 материал сталь 10 группы В ГОСТ 10705-80 (426х10). Для защиты кожуха от почвенной коррозии предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98, таблица 1 (конструкция 16) и ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция». Структура изоляционного покрытия усиленного типа:

- лента изоляционная «Полилен-40-ЛИ-63» ТУ 2245-003-1297859-99, 2 слоя;
  - праймер НК-50 ТУ 5775-001-1297859-94;
  - наружная обертка «Полилен-ОБ-63» ТУ 2245-004-1297859-99, 1 слой.

Для механической защиты труб с покрытием при прокладке в кожухе предусматриваются опорно-направляющие кольца. В качестве опорнопозиционирующих колец рекомендуется использовать кольца «Спейсеры» по ТУ 54-19-2000. Шаг спейсеров принять не более 3м. Согласно п.4.11 ТУ 2291-034-00203803-2005 «Инструкции по проектированию, строительству эксплуатации спейсеров, устанавливаемых на подъездных трубопроводов». Спейсеры устанавливаются спаренными на каждой пятой опоре перехода.

При переходе через водную преграду прокладка предусматривается подземной на 0,5м ниже прогнозируемого размыва дна ручья (в течении 25 лет), но не менее 1,0 м от естественных отметок дна водоема.

обводненных участках, на переходе через нефтегазосборного трубопровода диаметром 159 предусматривается монтаж

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Инв. №подп.

текстильных контейнеров КТБ-160. Текстильные контейнеры КТ-заполняются грунтом по трассе.

Для предотвращения размыва дна ручья по траншее проектом предусмотрены укрепительные работы вдоль трубопровода в русловой части каменной наброской высотой не менее 45см и шириной не менее размеров траншеи по верху.

Для возможности отключения участков трубопровода в процессе эксплуатации на время проведения ремонтных работ, а также на подключении трубопроводов от ГЗУ-1248, ГЗУ-1245 согласно СП 284.1325800.2016 п.9.2.1 предусматривается установка секущих полнопроходных задвижек (DN 150 PN 4,0 МПа).

На подключении трубопроводов от ГЗУ-1245 для предотвращения обратных перетоков жидкости перед секущей задвижкой по направлению потока предусматривается установка обратного клапана (DN 150 PN 4,0 МПа).

Узлы запорной арматуры располагаются в непосредственной близости от существующих автодорог и обеспечены круглогодичным доступом.

Узлы задвижек размещаются в ограждениях с надписями, с номерами согласно оперативной схеме и с указателями направления вращения на закрытие и открытие, а также с указателями положений с надписями: «Закрыто» и «Открыто». Теплоизоляция узлов задвижек не предусматривается.

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °C от минус 10 до +150;
- температура окружающей среды, °С от минус 60 до +40;
- присоединение к трубопроводу фланцевое;
- давление номинальное,  $M\Pi a 4.0$ ;
- герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- климатическое исполнение УХЛ1;
- срок службы, лет 30.

Строительство нефтегазосборного трубопровода предусматривается из труб стальных электросварных тип 1-159х5,0 по ГОСТ 20295 B20 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

По трассе предусматриваются гнутые отводы радиусом изгиба 5 DN. Гнутые отводы предусматриваются с заводским внутренним эпоксидным покрытием и наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа.

Установку опор под трубопроводы выполнить на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов. При монтаже между надземными трубопроводами и хомутовыми опорами проложить изолирующие прокладки из паронита по ГОСТ 481-80 толщиной 4 мм. Радиус гибки хомутовых опор выполнить с учётом толщины изолирующих прокладок.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Анв. №подп.

Объём контроля сварных соединений нефтегазосборного трубопровода радиографическим методом составляет 100% для участков II.

Изоляцию стыков в полевых условиях выполнить покрытием на основе полимерно-асмольной ленты «ЛИАМ».

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

Подземная часть нефтегазосборного трубопровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

Для обеспечения электрического разъединения подземной части нефтепровода находящегося под защитой ЭХЗ от надземного оборудования предусматривается изолирующее соединение. Согласно ВСН 39-1.8-008-2002 «Указания по проектированию вставок электроизолирующих на магистральных и промысловых трубопроводах» изолирующая монолитная муфта предусматривается на выходе трубопровода из земли Узле 1.

Для быстрого привлечения внимания и предупреждения о потенциальной или действительной опасности вредного воздействия объекта на людей, снижения вероятности травматизма и профессиональных заболеваний, предотвращения аварий и облегчения управления производственными процессами, на объекте устанавливаются знаки безопасности. Знаки безопасности устанавливаются в соответствии с требованиями СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода предусматривается путем врезки в существующий трубопровод DN 150 в районе блока задвижек (Узел 5).

Опасными участками проектируемого нефтегазосборного трубопровода являются пересечение с существующими автодорогами (ПК1+21,8, ПК1+58,3). Для обеспечения безопасности технологических процессов предусматриваются защитные кожухи в местах пересечений, 100% контроль качества монтажных сварных соединений радиографическим методом, а также трубопровод с повышенной толщиной стенки.

Надежность и устойчивость проектируемого трубопровода обеспечивается следующими проектными решениями.

- 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 труб и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации

Инв. №подп.

по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (СП 284.1325800.2016).

- Устанавливаются требования к качеству строительства, которое определяется 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, средств электрохимзащиты и других решений.

-Расположение проектируемого нефтегазосборного трубопровода принято с учетом требований действующих норм и правил.

-Ремонт оборудования производится только после его отключения и сброса давления.

Процесс транспорта рабочей среды по нефтегазосборному трубопроводу полностью герметизирован, что предотвращает выбросы в окружающую среду.

Согласно п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, в месте пересечения с особо опасными участками (пересечение с автодорогами, технологическими коммуникациями) предусматривается предпусковая приборная диагностика.

Проектной документацией предусматривается проведение диагностики диагностирования, трубопровода ПО программе разрабатываемой основании технического Вид, задания. объем, периодичность диагностического обследования определяет Отдел технического надзора ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в зависимости от аварийности, результатов предыдущего контроля. Диагностическое обследование трубопроводов, как правило, проводит специализированная организация на основе договора с владельцем Работы трубопроводов. ПО диагностике промысловых трубопроводов включают в себя:

- анализ технической документации;
- натурное обследование технического состояния;
- расчетную часть;
- оформление результатов.

Натурное обследование, в общем виде, включает в себя:

- изучение особенностей ситуации прокладки трубопровода и его технической оснащенности;
- определение характеристик и свойств перекачиваемого продукта, а также категории трубопровода, параметров его испытаний и эксплуатации;
- определение марки стали примененных для строительства трубопровода труб (при необходимости, проведение лабораторных исследований), а также вида, типа и конструкции изоляционных покрытий трубопровода, запорной и прочей арматуры;

- составление фактического плана и профиля трубопровода в масштабе 1:2000, с GPS привязкой пикетов, углов поворота и вертикального профиля для паспортизации и оперативного использования для целей патрулирования, технической диагностики и обслуживания;
- выявление несанкционированных переездов, недостаточно заглубленных и открытых участков (в результате размывов, оползней и т.п.) трубопровода;
- поиск участков трубопровода, подверженных электрокоррозионному поражению вследствие воздействия блуждающих токов и других факторов. Определение степени влияния на контролируемый трубопровод параллельных и пересекаемых подземных и надземных коммуникаций;
- определение наличия и контроль соответствия требованиям нормативных документов защитных кожухов, в которых проложен трубопровод под автомобильными дорогами. Контроль наличия физического и (или) гальванического контакта трубопровода с защитными кожухами, а также герметичности трубопровода в кожухах;
- определение эффективности и мониторинг параметров функционирования системы электрохимзащиты;
- контроль соответствия ограждений и площадок для обслуживания запорной и прочей арматуры требованиям нормативных документов;
- определение вида и технического состояния запорной и прочей арматуры;
  - проверка герметичности запорной арматуры и фланцевых соединений;
  - определение технического состояния изоляционного покрытия;
- неразрушающий контроль состояния изоляционного покрытия, основного металла и сварных стыков (в шурфах) трубопровода, на открытых участках;
  - определение потенциально опасных участков на трубопроводе;
- составление схемы шурфовки потенциально опасных участков на предварительном плане трубопровода;
- измерение фактического переходного сопротивления изоляционного покрытия и неразрушающий контроль основного металла и сварных швов в шурфах потенциально опасных участков трубопровода;
  - проведение электрокоррозионного обследования трубопровода.

Трасса нефтегазосборного трубопровода закрепляется на местности СП 284.1325800.2016, п.9.3.12. указательными знаками согласно Указательный знак cуказанием всех параметров трубопровода устанавливается в начале и конце трассы трубопровода, на высоте 1,5-2 м от поверхности земли в пределах прямой видимости через 500-1000 м, углах поворота, через каждый километр, а также в местах переходов через искусственные преграды, узлах запорной арматуры и на опасных участках на внутрипромысловыми пересечениях другими трубопроводами

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Полпись	Лата

Для исключения возможности повреждения промыслового нефтегазосборного трубопровода устанавливаются охранные зоны согласно «Правилам охраны магистральных трубопроводам», п.4.1:

- вдоль трассы трубопровода в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны;
- вдоль подводных переходов в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 100 м с каждой стороны.

В охранных зонах трубопроводов должны быть предусмотрены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов либо привести к их повреждению.

В охранных зонах трубопроводов сторонними организациями без письменного согласия организации, их эксплуатирующей, запрещается:

- а) возводить любые постройки и сооружения;
- б) высаживать деревья и кустарники всех видов, складывать корма, удобрения и материалы, скирдовать сено и солому, содержать скот, ловить рыбу, производить колку и заготовку льда;
- в) сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать коллективные сады и огороды.

На территории охранной зоны нефтегазосборного трубопровода не допускается:

- а) устройство канализационных колодцев и других заглублений, не предусмотренных проектом, за исключением углублений, выполняемых при ремонте и реконструкции по плану производства работ;
- б) производство мелиоративных земляных работ, сооружение оросительных и осушительных систем;
- в) производство всякого рода горных, строительных, монтажных, взрывных работ, планировка грунта;
- г) производство геолого-съемочных, поисковых, геодезических и других изыскательских работ, связанных с устройством скважин, шурфов и взятием проб грунта.

Размер охранной зоны указывается на указательных знаках, устанавливаемых по трассе трубопровода.

Нефть подается в нефтегазосборный трубопровод без нагрева; температура продукта обеспечивается технологическим режимом и подземной прокладкой трубопровода. Температура застывания продукта ниже температуры грунта, поэтому дополнительных мероприятий по защите от перегрева или замерзания не требуется.

#### 15.6 Испытания нефтегазосборного трубопровода

Максимальное рабочее давление нефтегазосборного трубопровода согласно заданию на проектирование  $-4,0\,$  МПа. Давление гидравлического испытания на прочность -  $1,25\,$   $P_{pa6}$ = $5,0\,$  МПа.

Строительство, монтаж и испытание проектируемого нефтегазосборного трубопровода должны быть предусмотрены согласно СНиП 12-01-2004 «Организация строительства», СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства BCH 005-88 работ», «Строительство магистральных И промысловых 411.1325800.2018 трубопроводов. Технология И организация», СП «Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов», BCH 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.

Очистку внутренней поверхности трубопровода, промывку и гидравлическое испытание выполнить в соответствии с требованиями СП 411.1325800.2018 «Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов».

Для трубопроводов диаметром до 200мм предусматривается промывка 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.

Необходимый объем воды для гидравлического испытания нефтегазосборного трубопровода составляет 39 м<sup>3</sup>. Вода для промывки и гидравлического испытания трубопровода предусматривается привозная с площадки УПСВ-1203 «Южно-Раевская».

Для подачи воды по трассе нефтегазосборного трубопровода предусмотрена установка задвижки с ковером.

Взаиминв.Л	Подпись и дата	Инв. №подп.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Лата

Вода после промывки трубопровода откачивается в автомобильцистерну марки АЦ-42-53A и вывозится на очистные сооружения на УПСВ-1203 «Южно-Раевская».

Испытание трубопроводов следует производить не ранее чем через 24 часа после выполнения сварочных работ на трубопроводе.

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

На основании СП 411.1325800.2018 п. 8.2.6 время выдержки под испытательным давлением должно составлять 24 часа.

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

Испытание трубопровода предусматривается гидравлическое, согласно СП 284.1325800.2016, давление гидравлического испытания на прочность принимается  $1,25P_{\text{раб}}$  в верхней точке. На участках пересечения с автодорогами включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги, а так же на участках пересечения с подземной коммуникацией в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации, в узлах подключения трубопроводов к межпромысловому нефтегазосборному трубопроводу и примыкающие к ним участки длиной не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла давление гидравлического испытания на прочность —  $1,5P_{\text{раб}}$  в верхней точке. После окончания испытания на прочность давление необходимо снизить до рабочего для проверки на герметичность.

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

После проведения испытания из трубопровода должна быть удалена вода путем двукратной продувки воздухом.

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

Согласно СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ», таблица 30, переходы через водные преграды, участки на переходах через внутренние межплощадочные автодороги промышленных предприятий ІІІ-в категории, автомобильные дороги общего пользования IV категорий, узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска и приема, узлы подключения трубопроводов

ı						
					·	•
					·	
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Полпись	Лата

Продолжи-

тельность (час)

12

Лист

36

Параметры испытания на прочность

Давление испытания в

верхней точке, МПа

гидравлический

1,25 P<sub>pa6</sub>

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

к межпромысловому нефтегазосборному трубопроводу, пересечения с подземными коммуникациями испытываются на прочность в два этапа (см. таблицу 15.6.1):

- первый – после укладки;

Наименование участков

трубопроводов

Переходы через водные

- несудоходные шириной

зеркала воды в межень до

Лист № док. Подпись

Дата

преграды:

 $N_{\underline{0}}$ 

 $\Pi/\Pi$ 

Взаим..инв.№

Подпись и дата

Изм.

Кол.уч.

Кате-

гории

участ-

ков

- второй – одновременно с прилегающими участками трубопровода.

Таблица 15.6.1. Параметры испытания нефтегазосборного трубопровода на прочность

Этапы

испытания

на прочность

Первый этап -

засыпки или

крепления на

после укладки и

	25 м в русловой части с		опорах.		
	поймами по ГВВ 10% обеспеченности Участки протяженностью 1000м от границ горизонта высоких вод 10% обеспечанности		Второй этап - одновременно с испытанием трубопровода	1,1 P <sub>pa6</sub>	12
2.	Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводачи, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	П	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах.	1,5 P <sub>pa6</sub>	6
			Второй этап - одновременно с испытанием трубопровода	1,1 P <sub>pa6</sub>	12
3.	Узлы линейной запорной арматуры.	II	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах.	1,25 P <sub>pa6</sub>	6
			Второй этап - одновременно с испытанием трубопровода	1,1 P <sub>pa6</sub>	12
4.	Узлы подключения трубопроводов к межпромысловому коллектору и	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,5 P <sub>pa6</sub>	12

Расчетный срок службы труб и деталей трубопроводов – 25 лет.

# 16 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов; выбросы в атмосферу. Мероприятия по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к оборудованию, техническим устройствам, материалам

Выбросы в атмосферу возможны через неплотности фланцевых соединений.

Количество и состав отходов при эксплуатации оборудования и трубопровода приведены в Разделе 7 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Трубы и другие детали и материалы должны иметь паспорта, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативнотехнической документации.

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

Трубопроводная арматура сопровождается пакетом документации, в состав который входит:

- паспорт;
- техническое описание и руководство по эксплуатации;
- декларацию (сертификат) соответствия техническому регламенту таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» ТР ТС 010/2011; ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»; ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением».

Запорная арматура испытывается на предприятии-изготовителе на герметичность перекрытия. Запорная арматура для нефти и газа должна иметь класс герметичности A по ГОСТ 9544-2015 – отсутствие видимых протечек.

Сварные соединения труб стальных сварных должны иметь плавный переход от основного металла к металлу шва без резких переходов, подрезов, несплавлений по кромке, непроваров и других дефектов формирования шва.

Трубы и другие детали, и материалы имеют паспорта или сертификаты, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативнотехнической документации.

Трубы стальные бесшовные изготавливаются с ударной вязкостью не ниже 29,4 Дж/см² при минус 40°С, с гидроиспытанием каждой трубы по ГОСТ 3845-75, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы, с испытанием на растяжение по ГОСТ 10006-80 и на твердость по ГОСТ 9012-59, с выполнением требований СП 36.13330.2012 по предельным отклонениям от номинальных размеров.

Взаиминв.№					
Подпись и дата					
№подп.					
IB. Mer				2019/206/ЛС110-PD-TKR1.TCH	Лист

Лист № док. Подпись Дата

Изм. Кол.уч.

Лист

#### 17 Перечень нормативной литературы

- 1. 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 года N 534.
- 2. Федеральный закон №384-ФЗ от 30.12.2009 «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 3. Федеральный закон №191-ФЗ от 29.12.2004 «Градостроительный кодекс Российской Федерации».
- 4. Федеральный закон №116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 5. СП 284.1325800.2016 "Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ" (утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 16 декабря 2016 г. N 978/пр) (с изменениями и дополнениями)
  - 6. СП 36.1330.2012 «Магистральные трубопроводы».
- 7. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
- 8. ВСН 005-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация»;
- 9. СП 411.1325800.2018 «Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов»;
- 10. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;
- 11. Постановление Правительства Российской Федерации № 87 от 16.02.2008 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 18 мая 2009 года).
- 12. Правила охраны магистральных трубопроводов, утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 24.04.1992 №9 и приказом Минэнерго России от 29.04.1992.
- 13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ с изменениями на 29 12 2010

	изменениями на 29.12.2010.
Взаиминв.№	
Подпись и дата	
гподп.	

Кол.уч.

Лист № док. Подпись

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

#### Приложение А

# ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ ПЕРМСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Научно-образовательный центр «Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений»

Гидравлический расчет в программном комплексе «ИСТП» по объекту: «Строительство трубопровода Гагаринского месторождения»

Руководитель работы:	
директор НОЦ ГиРНГМ, к.т.н.	.О.П. Пишоши П.Ю.

Подпись и дата
Пермь, 2021

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

#### СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель:

Директор НОЦ «Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений», кандидат технических наук

Илюшин П.Ю.

Инженер 1 категории НОЦ «Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений»

Долгополова Ю.М.

Лаборант НОЦ «Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений»

Куляшов М. В.

тодп. Подпись и дата Взаим..инв.№

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

#### ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение
1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ сбора скважинной продукции Гагаринского месторождения
1.1. Исходные данные для гидравлического расчета
1.2. Гидравлический расчет текущего состояния трубопровода «ГЗУ- 1220 – блок задвижек»
1.3 Гидравлический расчет перспективного состояния нефтепровода «ГЗУ- 1220 – блок задвижек»
1.4 Гидравлический расчет пуска очистного снаряда по нефтепроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек» с учетом замены трубопровода
СПИСОК ТАБЛИЦ
СПИСОК РИСУНКОВ

тодп. Подпись и дата Взаим..инв.№

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата

#### **ВВЕДЕНИЕ**

В отчете представлены результаты гидравлических расчетов текущего и перспективного состояния системы сбора скважинной продукции до блока задвижек, определены параметры работы реконструируемого нефтепровода при пропуске очистного устройства, согласно данным, предоставленным специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ПЦ «ПНИПУ-Нефтепроект».

В рамках работы сформированы расчетные гидравлические модели, проведены расчеты на основании предоставленных данных и проведенных лабораторных исследований по определению реологических свойств транспортируемой продукции, проанализированы полученные результаты.

©подп. Подпись и дата Взаим..инв.№

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

# 1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ГАГАРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

#### 1.1. Исходные данные для гидравлического расчета

На основании имеющейся информации подготовлены данные для гидравлического расчета в программном комплексе «ИСТП». Исходная информация предоставлена специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ПЦ «ПНИПУ-Нефтепроект».

Текущая конструкция и материальное оформление линейной части трубопровода «ГЗУ-1220 — блок задвижек» представлена в таблице 1.1.1.

Принципиальная схема нефтепровода «ГЗУ-1220 — блок задвижек» приведена на рисунке 1.1.1.

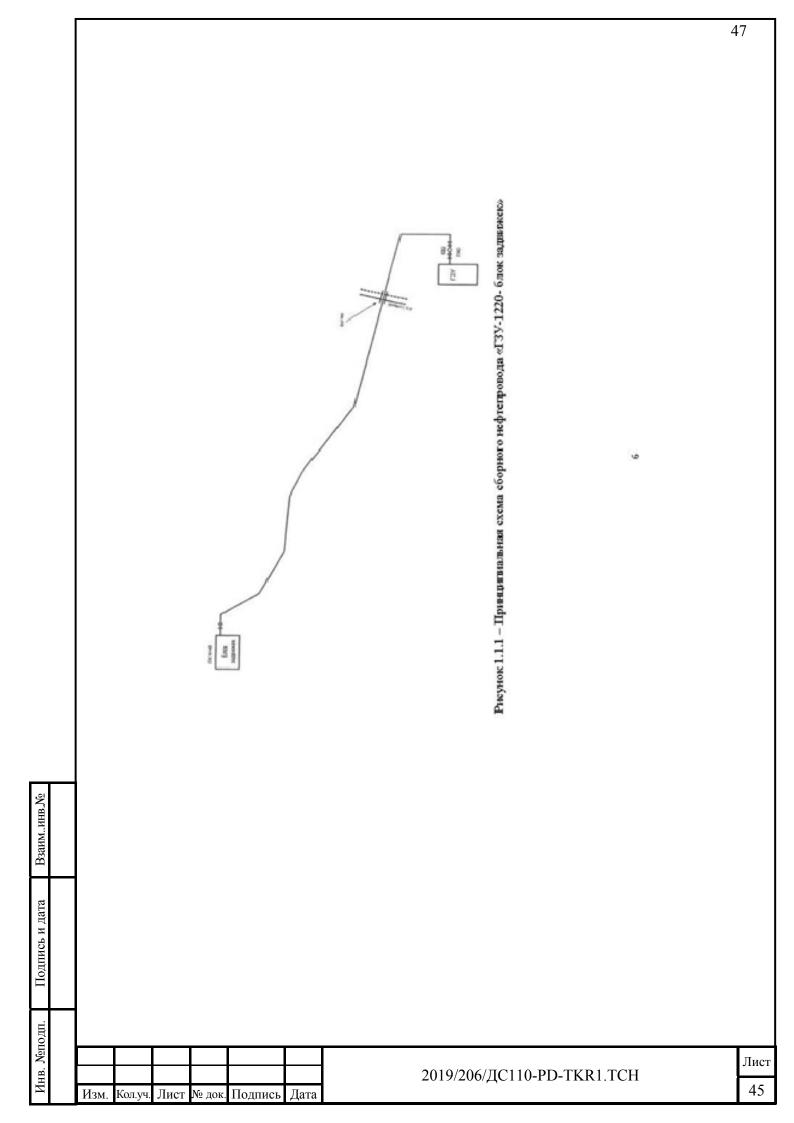
Таблица 1.1.1 Конструкция и материальное оформление линейной части трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек»

Наименование трубопровода	Протяженность, м	Днаметр, мм	Толщ. стенки, мм	Категория	Год ввода в эксплуатацию	Марка материала	Рпр, МПа	Материал по ГОСТ, ТУ и пр.	Изоляционн ое покрытие наружное
«ГЗУ-1220 — блок задвижек»	1448	159	7	III	1994	Ст. 20	1,6	ГОСТ 10705-80	битумное

Взаиминв.№	
Подпись и дата	
одп.	

Изм. Кол.уч.

Лист № док. Подпись Дата



Лист

46

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

Свойства нефти, газа и воды приведены в таблице 1.1.2.

Таблица 1.1.2 Свойства нефти, газа и воды

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Объект	Плотность нефти, КГ/м <sup>3</sup>	Плотность воды, КГ/м <sup>3</sup>	Относительная плотность газа, д.ед.	Газовый фактор, м <sup>3</sup> / т
ГЗУ-1220	820	1140		190
ГЗУ-1245	809	1092	1,1	191
ГЗУ-1247	806	1133		195
ГЗУ-1243	805	1099		197
ГЗУ-1239	800	1176		206

Давление на входе в блок задвижек принято 0,45 МПа (по данным Заказчика).

Dogwy um Mo	Dodriniriibvz					
Попиты и под	HOAIINGS II Adid			7		
	111.					

Кол.уч.

Изм.

Лист № док. Подпись Дата

### 1.2. Гидравлический расчет текущего состояния трубопровода «ГЗУ-1220 — блок задвижек»

В таблице 1.2.1 приведены исходные данные для гидравлического расчета. На рисунке 1.2.1 представлена расчетная гидравлическая схема нефтепровода «ГЗУ-1220 —блок задвижек».



Рисунок 1.2.1 - Расчетная гидравлическая схема «ГЗУ-1220 - блок задвижек»

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взаим..инв.№

Подпись и дата

Таблица 1.2.1 Исходные данные для гидравлического расчета по текущему состоянию

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %
ГЗУ-1220	146,0	65,00
ГЗУ-1247	21,8	51,88
ГЗУ-1243	60,7	66,48
ГЗУ-1239	21,8	82,95
ГЗУ-1245	118,4	42,16

Исходные данные взяты из ТРДС за февраль 2021. Значение шероховатости внутренней поверхности нефтепровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек» принято 0,0005 м.

По результатам гидравлического расчета получены графики распределения давления по профилю трубопровода, представленные на рисунках 1.2.2-1.2.4.

Взаиминв.№	
Подпись и дата	
подп.	

Изм	Коп уч	Пист	№ лок	Полпись	Лата

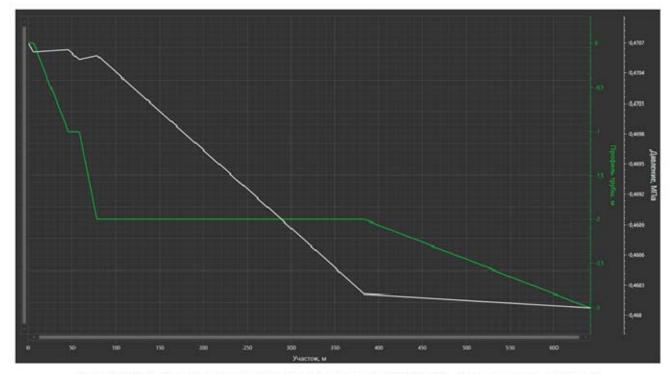


Рисунок 1.2.2 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», участок 1



Рисунок 1.2.3 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», участок 2

Взаиминв.№	
Подпись и дата	
Инв. №подп.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

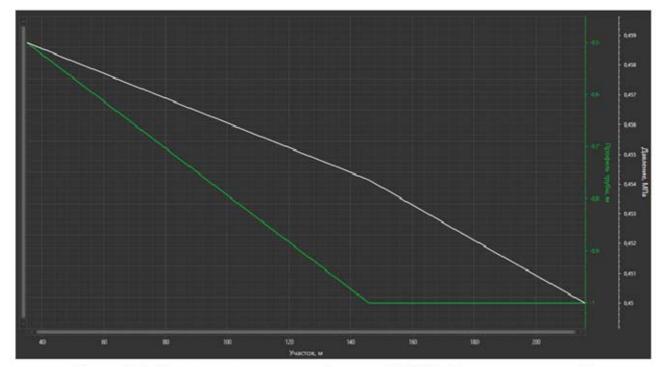


Рисунок 1.2.4 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», участок 3

Результаты гидравлического расчета трубопровода «ГЗУ-1220 — блок задвижек» с использованием программного комплекса «ИСТП» приведены в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2 Результаты гидравлического расчета по текущему состоянию

Наименование объекта	Фактическое давление, МПа	Расчетное давление, МПа
ГЗУ-1220	0,45-0,55	0,470
ГЗУ-1247	0,45-0,50	0,468
ГЗУ-1245	0,40-0,45	0,459
ГЗУ-1239	0,45-0,55	0,505
ГЗУ-1243	0,45-0,55	0,485
т.вр. АГЗУ-1247	-	0,468
т.вр. АГЗУ-1245	-	0,463

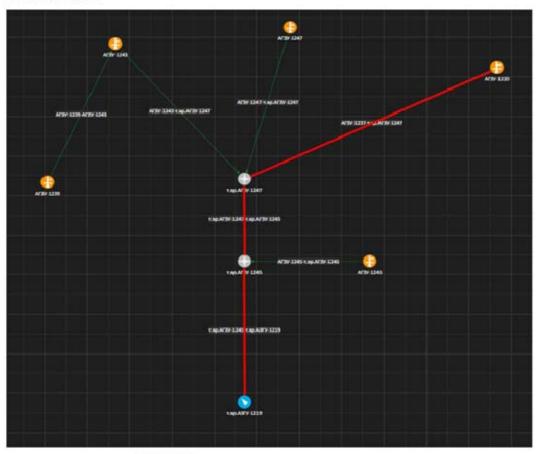
По результатам гидравлического расчета системы сбора скважинной продукции по текущему состоянию установлено, что расчётные давления по ГЗУ в целом согласуются с фактическими давлениями, предоставленными ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ПЦ «ПНИПУ-Нефтепроект». Давление на выходе с ГЗУ-1220 при заданных объемах транспортируемой продукции составляет 0,47 МПа, что согласуется с давлением (0,45-0,55 МПа), что указывает на достоверность гидравлической модели.

Взаиминв.№	
Подпись и дата	
№подп.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

#### 1.3 Гидравлический расчет перспективного состояния нефтепровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек»

Расчеты проведены с использованием расчетно-гидравлической схемы, предоставленной на рисунке 1.3.1 и исходных данных, представленных в таблице 1.3.1.



реконструируемый трубопровод

Рисунок 1.3.1 – Расчетная гидравлическая схема сбора скважиной продукции Для нефтепровода «ГЗУ-1220 — блок задвижек» рассмотрены четыре варианта типоразмера:

- 1 вариант 114х5, материал стенки сталь;
- 2 вариант 159х5, материал стенки сталь;
- 3 вариант 219х6, материал стенки сталь;
- 4 вариант 273х8, материал стенки сталь.

14

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взаим..инв.№

Подпись и дата

Таблица 1.3.1 Исходные данные для гидравлического расчета на перспективную загрузку

Параметр	Ед. изм.	Значение
Расход жидкости	m³/cyr	146,0 (без запаса) 175,2 (20 % запас)
Обводненность	%	65
Давление на приеме блок задвижек	МПа	0,45

Значение шероховатости внутренней поверхности нефтепровода принято 0,0001 м. Температура жидкости на входе в трубопровод принята 5°C.

По результатам гидравлического расчета получены графики распределения давления по профилям трубопроводов, представленных на рисунках 1.3.2-1.3.13.

Взаи								
Подпись и дата							15	
Инв. №подп.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист 53

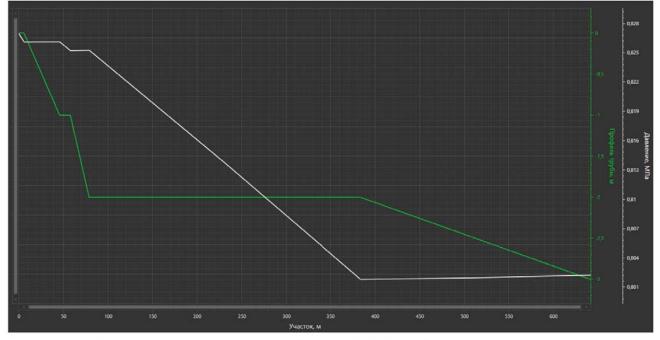


Рисунок 1.3.2 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 1, участок 1

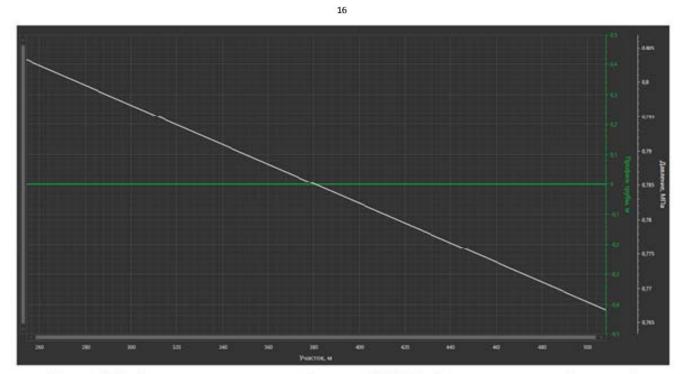


Рисунок 1.3.3 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 1, участок 2

Взаим..инв.№

Подпись и дата

Инв. №подп.

						2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/200/ДС110-1 D-1 КК1.1СП	54



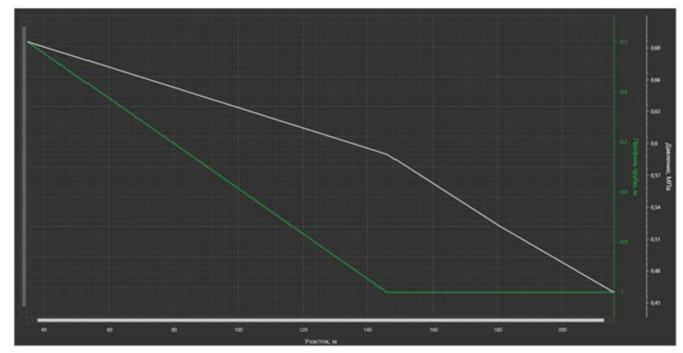


Рисунок 1.3.4 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 1, участок 3

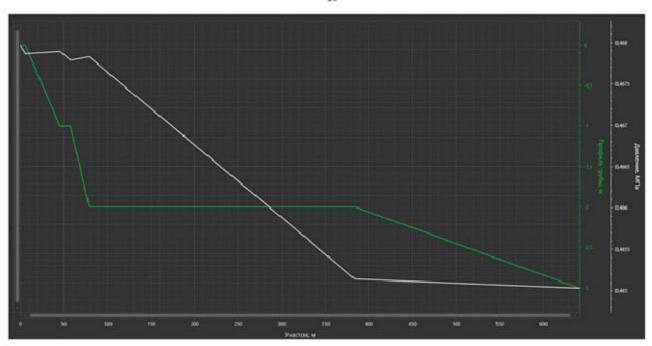


Рисунок 1.3.5 - Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 - блок задвижек», вариант 2, участок 1

Взаиминв.№	
Подпись и дата	
Инв. №подп.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

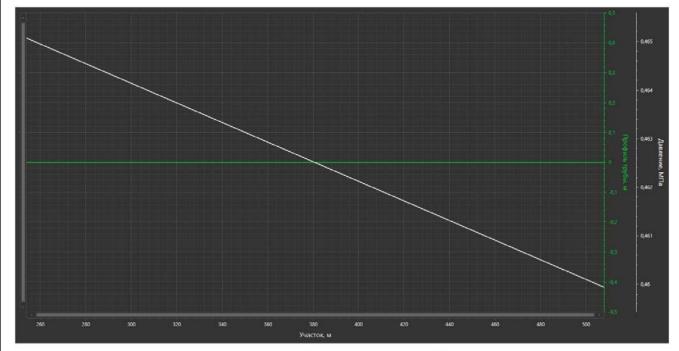


Рисунок 1.3.6 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 2, участок 2

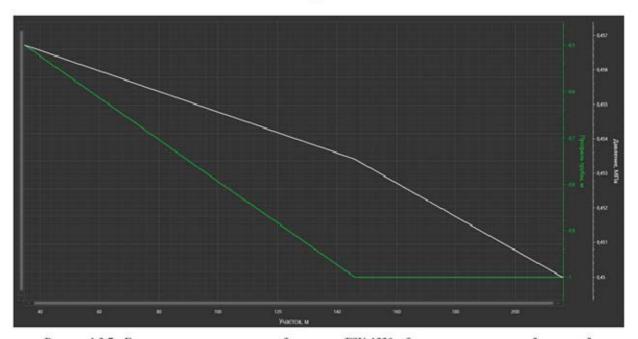


Рисунок 1.3.7 - Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 - блок задвижек», вариант 2, участок 3

Взаим..инв.№

Подпись и дата							21	
№подп.								
3. <u>M</u> gr							2010/204/HC110 PD TVD1 TCH	Лист
Инв.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	56
						-		

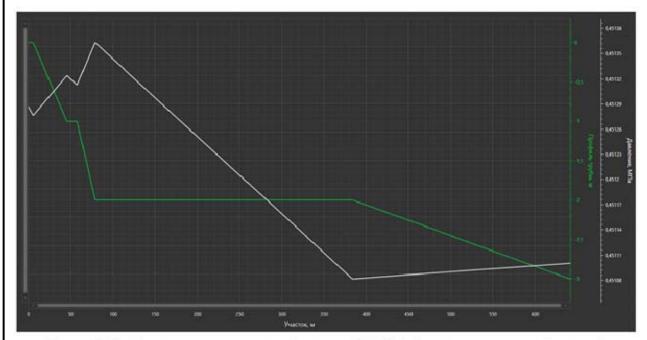


Рисунок 1.3.8 - Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 - блок задвижек», вариант 3, участок 1

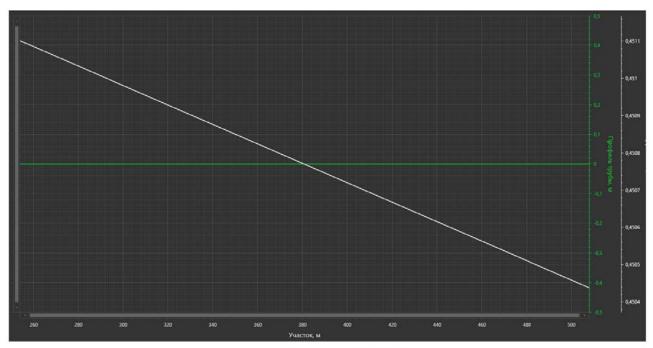


Рисунок 1.3.9 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 3, участок 2

23

Подпись и дата	
Инв. №подп.	

Взаим..инв.№

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

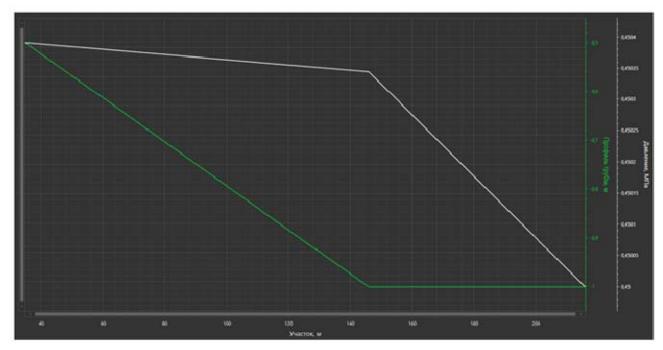


Рисунок 1.3.10 – Распределение давления по трубогроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 3, участок 3

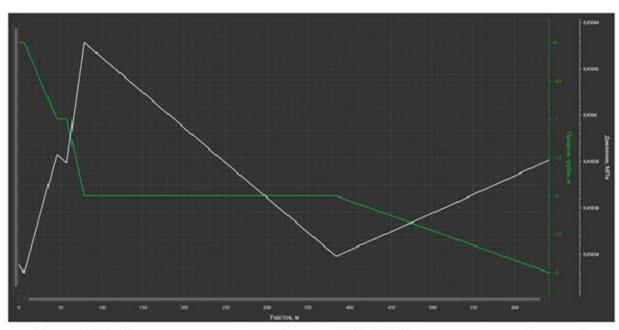


Рисунок 1.3.11 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 4, участок 1

25

И		
Подпись и		
П		
ΙĘ		
1		
Ξ.		
Инв. №подп.		
Ĭ		
Ž		
В.		
Œ		
N	Изм.	Кол.уч
		,

Взаим..инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

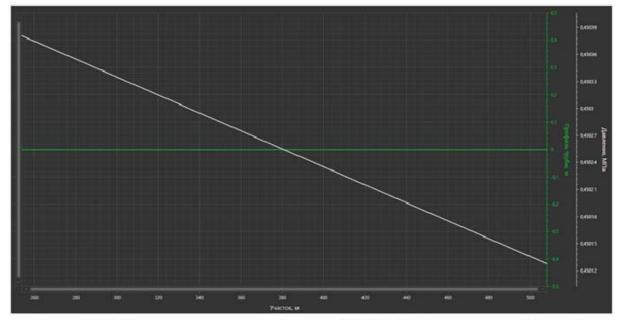


Рисунок 1.3.12 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», вариант 4, участок 2

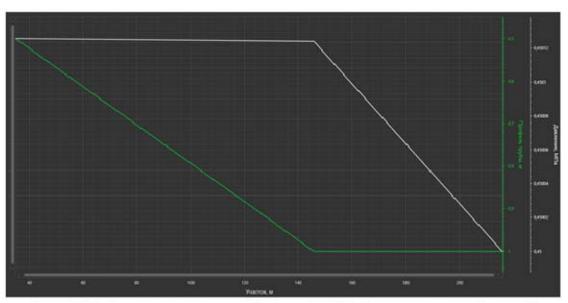


Рисунок 1.3.13 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 4, участок 3

Взаиминв.№	
Подпись и дата	
Инв. №подп.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

В результате гидравлического расчета трубопровода «ГЗУ-1237 – блок задвижек» с использованием программного комплекса «ИСТП» получены следующие данные, приведенные в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2 Результаты гидравлических расчетов на перспективную загрузку

№ расчета	Типсразмер нефтепровода	Расчетное давление на ГЗУ- 1220, МПа	Расчетное давление в т.вр. ГЗУ-1247, МПа	Расчетное давление в т.вр. ГЗУ-1245, МПа
1.	114x5	0,827	0,803	0,765
2	159x5	0,468	0,465	0,459
3	219x6	0,451	0,451	0,450
4	273x8	0,450	0,450	0,450

Расчетные давления при всех вариантах типоразмера не превышают значения максимально разрешенного давления.

лдп. Подпись и дата		28	
Инв. №подп.	Изм. Кол.уч. Лист № док. Подпись Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист 60

# 1.4 Гидравлический расчет пуска очистного снаряда по нефтепроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижею» с учетом замены трубопровода

Для очистки нефтепровода планируется использовать очистные устройства. Ввиду отсутствия дополнительных данных о очистном устройстве, остальные параметры для моделированы заданы по умолчанию в ПК «OLGA».

Запуск скребка моделировался при расходе 175,2 м<sup>3</sup>/сут (с учётом 20 % запаса) для трех вариантов замены труб нефтепровода «ГЗУ-1220 — блок задвижек»:

- 1 вариант: замена на трубы диаметром 114 мм с толщиной стенки 5 мм;
- 2 вариант: замена на трубы диаметром 159 мм с толщиной стенки 5 мм;
- 3 вариант: замена на трубы диаметром 219 мм с толщиной стенки 6 мм.

На рисунке 1.4.1 представлена схема транспорта продукции с учетом запуска очистного устройства, сформированная в программном комплексе OLGA. На рисунках 1.4.2-1.4.4 представлены графики изменения давления на выкиде ГЗУ-1220 с учетом движения скребка по нефтепроводу.



Рисунок 1.4.1— Схема сбора продукции с ГЗУ-1220 с учетом запуска очистного устройства

Š	
Взаиминв.№	
MM	
B3a	
Н	
Га	
Подпись и дата	
СЬ Г	
ДПИ	
По	
Ш	
П.	
подп.	

Дата

Изм.

Кол.уч.

Лист № док. Подпись

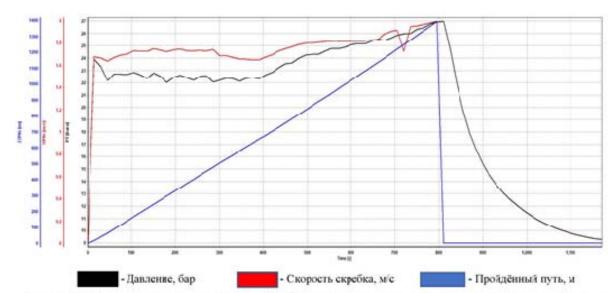


Рисунок 1.4.2 – Изменение давления на выкиде ГЗУ-1220 с учетом движения скребка по нефтепроводу для 1 варианта

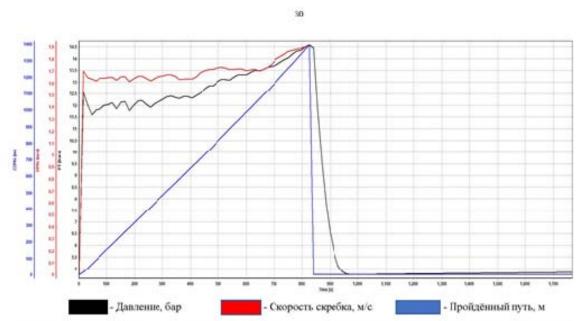


Рисунок 1.4.3 — Изменение давления на выкиде  $\Gamma$ 3У-1220 с учетом движения скребка по нефтепроводу для 2 варианта

Взаиминв.№	
Подпись и дата	
<u>б</u> подп.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

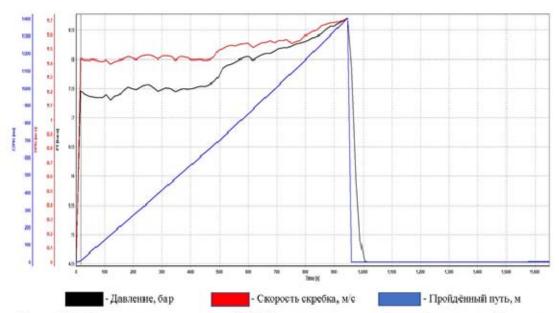


Рисунок 1.4.4 – Изменение давления на выкиде ГЗУ-1220 с учетом движения скребка по нефтепроводу для 3 варианта

Взаим								
Подпись и дата								
Инв. №подп.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист 63

В таблице 1.4.1 представлены результаты расчета пуска очистного устройства.

Таблица 1.4.1 Результаты расчета пуска очистного устройства

Вариант	Максимальное	Скорость движения	Время движения
	давление, МПа	скребка, м/с	
1	2,7	1,75	13 мин
2	1,45	1,69	14 мин
3	0,9	1,50	16 мин

По полученным результатам гидравлического расчета с учетом запуска очистного устройства по нефтепроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», при первом варианте типоразмера максимальное расчетное давление превышает максимально разрешённое давление (1,6 МПа), следовательно, 1-й вариант типоразмера не рекомендован.

Максимальные давления во втором и третьем варианте типоразмера не превышают максимально разрешенное давление.

Вариант строительства нефтепровода типоразмером 219x6 не рекомендован, так как его строительство связано с более высокими капитальными затратами.

Для обеспечения перекачки перспективного объема жидкости с учетом 20 %-го запаса и нормального прохождения ОУ по нефтепроводу рекомендуется реконструкция типоразмером 159х5.

Взаиминв.№	
Подпись и дата	
еподп.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

## СПИСОК ТАБЛИЦ

Название	стр.
Таблица 1.1.1 – Конструкция и материальное оформление линейной части трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек»	5
Таблица 1.1.2 – Свойства нефти, газа и воды	7
Таблица 1.2.1 – Исходные данные для гидравлического расчета по текущему состоянию	9
Таблица 1.2.2 – Результаты гидравлического расчета по текущему состоянию	13
Таблица 1.3.1 – Исходные данные для гидравлического расчета на перспективную загрузку	15
Таблица 1.3.2 – Результаты гидравлических расчетов на перспективную загрузку	28
Таблица 1.4.1 – Результаты расчетов пуска очистного устройства	33

. № подпись и дата Взаим..инв.№

V	Ізм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

#### СПИСОК РИСУНКОВ

Название	стр.
Рисунок 1.1.1 — Принципиальная схема сборного нефтепровода «ГЗУ-1237- блок задвижек»	6
Рисунок 1.2.1 — Расчетная гидравлическая схема «ГЗУ-1220 — блок задвижек»	8
Рисунок 1.2.2 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», участок 1	10
Рисунок 1.2.3 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», участок 2	11
Рисунок 1.2.4 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», участок 3	12
Рисунок 1.3.1 — Расчетная гидравлическая схема сбора скважиной продукции	14
Рисунок 1.3.2 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», вариант 1, участок 1	16
Рисунок 1.3.3 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», вариант 1, участок 2	17
Рисунок 1.3.4 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», вариант 1, участок 3	18
Рисунок 1.3.5 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», вариант 2, участок 1	19
Рисунок 1.3.6 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», вариант 2, участок 2	20
Рисунок 1.3.7 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», вариант 2, участок 3	21
Рисунок 1.3.8 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», вариант 3, участок 1	22
Рисунок 1.3.9 — Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 — блок задвижек», вариант 3, участок 2	23
Рисунок 1.3.10 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ- 1220 – блок задвижек», вариант 3, участок 3	24
Рисунок 1.3.11 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ- 1220 – блок задвижек», вариант 4, участок 1	25
Рисунок 1.3.12 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ- 1220 – блок задвижек», вариант 4, участок 2	26

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Рисунок 1.3.13 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ- 1220 – блок задвижек», вариант 4, участок 3	27
Рисунок 1.4.1 — Схема сбора продукции с ГЗУ-1220 с учетом запуска очистного устройства	29
Рисунок 1.4.2 – Изменение давления на выкиде ГЗУ-1220 с учетом движения скребка по нефтепроводу для 1 варианта	30
Рисунок 1.4.3 – Изменение давления на выкиде ГЗУ-1220 с учетом движения скребка по нефтепроводу для 2 варианта	31
Рисунок 1.4.4 — Изменение давления на выкиде ГЗУ-1220 с учетом движения скребка по нефтепроводу для 3 варианта	32

з. №подп. Подпись и дата Взаим..инв.№

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

# Таблица регистрации изменений

	Таблица регистрации изменений										
		Номера листо	ов (стран	ниц)	Всего листов	Цомор	wen				
Изм.	изменен ных	замененных	новых	аннулированных	(страниц) в док.	раниц) помер	Подпись	Дата			

Взаиминв.№								
Подпись и дата								
подп.								
Инв. Меподп.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH 6/	-

# Принципиальная схема нефтегазосборного трубопровода "ГЗУ-1237 – блок задвижек" Гагаринского месторождения. ЦДНГ-12 ø159x5,0 ГЗУ-1236 **Х** ГЗУ-1240 **Х** (куст 1) N°2 K∏ ø159x7,0 L=114,17 d=159x5,0 Q=118,4 d=159x7,0 $P_{k} = 0.45$ Γ39-1245 (κycm 6) <del>/</del> на ДНС-1204 ø159x7,0 N°21 L=21,38 d=159x5,0 Γ39-1248 (κycm 5) ← HIMIN Γ39-1259 (κycm 8) Ø159x7,0 N°22 на ДНС-1204 Ø159x7,0 Q=279,5 Q=82,5 d=114x4,5 L=42 d=159x5,0 ГЗУ-1239, 1243 (кустЗ) ГЗУ-1247 (куст 4) ← N°17 K∏ N°18 ₹ N°43\(\overline{\Sigma}\) Q=21,8 d=114x4,5 Г3У-1237 Ключ к схеме: N°11 K3 N°6 Q - Pacxod xudkocmu, m3/cym(m/cym)L - Длина участка, м d – диаметр трубопровода, мм Р – давление , МПа (абс.) v – скорость жидкости , м/с ¬ - отметка земли, м ▽135,20 $P_{H}=0,468$

# Экспликация зданий и сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	
	Существующие:			
ДНС-1204	Дожимная насосная станция	1		
ГЗУ – 1237	Групповая замерная установка	1		
K3	Камера пуска очистного устройства	1		
КΠ	Камера приема очистного устройства	1		

# Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование				
——H「——	Нефтегазосборный трубопровод(проектируемый)				
——НГ——	Нефтегазосборный трубопровод(существующий)				
<del>-x x</del>	Демонтируемый трубопровод				
	Запорная арматура				
	Обратный клапан				
	Запорная арматура (существующая)				
K3	Камера пуска очистного устройства				
ΚП	Камера приема очистного устройства				

					2019/206/ДС110-PD-TKR1.GCH				
					Строительство трубопроводов				
Кол.уч.	/lucm	N док.	Подпись	Дата	т асаранского песторожость	4/1 (2025 C./			
Разраб.		ногова		10.21		Стадия	/lucm	Листов	
Тров.		ков		10.21	Нефтегазосборный трубопровод	П	1		
Нач.сектора		<0 <b>b</b>		10.21					
Н. контр.		<οв		10.21	Принципиальная схема	"ПНИПУ-Нефтепро		euboekw,	
	ктора	б. Паста Булда ктора Булда	б. Пастаногова Булдаков ктора Булдаков	б. Пастаногова Булдаков ктора Булдаков	б.       Пастаногова       10.21         Булдаков       10.21         ктора       Булдаков       10.21	Строительство трубопр Гагаринского месторожден Кол.уч. Лист N док. Подпись Дата б. Пастаногова 10.21 Булдаков 10.21 Нефтегазосборны й трубопровод	Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023)  Кол.уч. Лист	Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)  Кол.уч. Лист N док. Подпись Дата  б. Пастаногова 10.21 Булдаков 10.21 Нефтега зосборны й трубопровод П 1  ктора Булдаков 10.21	