

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

Договор №

2019/206/ДС110

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2021

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

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

Договор №

2019/206/ДС110

Главный инженер

Г.Д.Закиров

Главный инженер проекта

Д.Ю.Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/206/ДС110-PD-ТКR1.S	Содержание тома 3.1	2
2019/206/ДС110-PD-ТКR1.TCH	Текстовая часть	3
2019/206/ДС110-PD-ТКR1.GCH	Графическая часть Лист 1 – Принципиальная технологическая схема	71

Согласовано:

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл.

2019/206/ДС110-PD-ТКR1.S

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
						П	1	1
Разработал		Пастаногова			10.21	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 3.1 Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»		
Проверил		Булдаков			10.21			
Н.контр.		Булдаков			10.21			
ГИП		Минин			10.21			

Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях района строительства.....	3
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	5
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта.....	6
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....	6
5	Сведения о категории и классе линейного объекта.....	7
6	Сведения о проектной мощности объекта.....	8
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	8
8	Перечень мероприятий по энергосбережению.....	10
9	Обоснование количества и типов оборудования, используемых в процессе строительства линейного объекта. Строительство в сложных инженерно-геологических условиях.....	10
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала.....	11
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	11
12	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	12
12.1	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности».....	13
13	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность.....	13
15.1	Описание технологии транспортировки продукта. Характеристика параметров нефтегазосборного трубопровода. Обоснование диаметра и толщины стенки нефтегазосборного трубопровода. Балластировка нефтегазосборного трубопровода.....	16
15.2	Сведения о резервной пропускной способности. Состав проектируемых сооружений. Характеристика применяемых труб.....	24

Согласовано:

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл.

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
	Разработал	Пастаногова			09.21
	Проверил	Булдаков			09.21
	Н.контр.	Булдаков			09.21
	Калугин	Минин			09.21

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

Стадия	Лист	Листов
П	1	68
Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»		

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.....	68

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
									2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH			

Климатические характеристики:

Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -52°C .

Абсолютный максимум температуры воздуха достигает $+36^{\circ}\text{C}$.

Средняя температура самого холодного месяца $-13,9^{\circ}\text{C}$, средняя максимальная температура самого жаркого месяца $+23,1^{\circ}\text{C}$.

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 Е), нормативное значение ветрового давления w_0 в зависимости от ветрового района принимается по таблице 11.1 и составляет 0,23 кПа.

Снежный покров

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

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

Согласно СП 20.13330.2011, они равны:

– снеговая нагрузка – (VI район согласно карте 1 приложения Ж), расчётное значение веса снегового покрова S_g составляет 4,0 кПа (таблица 10.1).

Согласно СП 20.13330.2016, они равны:

– снеговая нагрузка – (VI район согласно карте 1 приложения Е), нормативное значение веса снегового покрова S_g составляет 3,0 кН/м² (таблица 10.1).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист
							4

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, текстурно-структурных 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 - ρ г/см³ грунта; удельного сцепления - ϕ , МПа; угла внутреннего трения - σ , град. К деформационным - модуль деформации - E, 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:

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

ИГЭ-3 – песок мелкий (adQ), с расчетными характеристиками: $\rho=2,0$ г/см³, $\phi=0,003$ МПа, $\sigma=34^\circ$, 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 сильноразложившийся 37б

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-магниевые-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

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инв. №подл.							Лист
			2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	6

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 $Q_{ж}=146 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- по нефти $Q_{н}=44,3 \text{ т}/\text{сут}$.

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

- по жидкости $Q_{ж}=175,2 \text{ м}^3/\text{сут}$;
- по нефти $Q_{н}=53,16 \text{ т}/\text{сут}$.

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.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			8	

Таблица 7.1 Характеристика проектируемых сооружений.

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237-блок задвижек», в том числе:	м	1529,17	Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
	Линейная часть	м	1516,37	
	Технологические трубопроводы	м	12,8	
2	Участок нефтегазосборного трубопровода «Куст №3,4 т.вр. «ГЗУ-1237-блок задвижек»	м	42	Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
3	Участок нефтегазосборного трубопровода "Задвижка №22 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек"	м	21,38	Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
4	Участок нефтегазосборного 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

Инд. №подг.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Лист

9

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

Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH						
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 осенне-зимних 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).

Интв. №подл.	Взаим. интв. №
	Подпись и дата

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

Наименование параметра	Численные значения
	диапазон значений
Температура застывания, °С	-16
Массовое содержание, %	
серы	0,32-0,81
смола 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	кг/м 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Расчёт толщины стенки нефтегазосборного трубопровода

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

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

t – расчётная толщина стенки, мм;

γ_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, $\gamma_f = 1,15$;

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

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

d_e – 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;

γ_n - коэффициент надёжности по назначению трубопровода, принимается по СП 284.1325800.2016 табл.3 для трубопроводов $DN \leq 400$ мм и $p_n < 7,5$ МПа, $\gamma_n = 1,00$;

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

$$R = \frac{245 \cdot 0.5}{1} = 122.5, \text{ МПа,}$$

$$t = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 4,0 \cdot 159}{2(122,5 + 0,6 \cdot 1,15 \cdot 4,0)} = 2,9 \text{ мм}$$

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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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.

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.

Таблица 15.1.3 – Характеристика рекомендуемых труб

Наименование трубопровода	Характеристика рекомендуемых труб						Примечание
	ГОСТ, марка стали	Предел текучести σ_y , МПа	Расчетное давление, p , МПа	Наружный диаметр D , мм	Расчетная толщина стенки t , мм	Принятая толщина стенки, мм	
Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237-блок задвижек»	B20	245	4,0	159	2,9	5,0	С заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
Участок нефтегазосборного трубопровода «Куст №3,4 т.вр. «ГЗУ-1237-блок задвижек»	B20	245	4,0	159	2,9	5,0	
Участок нефтегазосборного трубопровода "Задвижка №22 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек"	B20	245	4,0	159	2,9	5,0	
Участок нефтегазосборного трубопровода "Задвижка №21 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек"	B20	245	4,0	159	2,9	5,0	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Лист

19

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.

Состав проектируемого сооружения приведён в таблице 15.1.4.

Таблица 15.1.4 Состав проектируемого сооружения

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Нефтегазосборный трубопровод «ГЗУ-1237-блок задвижек», в том числе:	м	1529,17	Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
	Линейная часть	м	1516,37	
	Технологические трубопроводы	м	12,8	
2	Участок нефтегазосборного трубопровода «Куст №3,4 т.вр. «ГЗУ-1237-блок задвижек»	м	42	Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
3	Участок нефтегазосборного трубопровода "Задвижка №22 -	м	21,38	Труба стальная электросварная тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH

Лист

20

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
	т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек"			наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений
4	Участок нефтегазосборного 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 покрытием и внутренним эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений

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.Муштафин, 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:

$$Q_{act} \leq Q_{рас} / \gamma_a, \text{ где} \quad (1)$$

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

$Q_{рас}$ - суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес) (Н/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:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

расстояние между центрами одиночных грузов, используемых для балластировки, определяется по формуле:

$$l_2 = \frac{Q_{z.g} \cdot g - \gamma_g \cdot V_z}{q_{бал.г}^n} = \frac{240 \cdot 9,81 - 11000 \cdot 0,16}{82,42} = 7,2 м;$$

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:

$$n = \frac{L}{l_2} = \frac{393}{5,0} \approx 79 шт.$$

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

$$Q_{act} = k_{н.г} \cdot q_g = 1,1 \cdot 235,09 = 258,60 Н / м$$

$$Q_{pas} = q_{mp} + n \cdot Q_{z.вод} / L = 180,30 + 79 \cdot 594,4 / 393 = 299,78 Н / м, где$$

$Q_{г.вод}$ - вес заполненного контейнера в воде:

$$Q_{z.вод} = Q_{z.g} \cdot g - \gamma_g \cdot V_z = 240 \cdot 9,81 - 11000 \cdot 0,16 = 594,4 Н / м$$

Тогда:

$$258,60 \leq \frac{299,78}{1,1} (272,53 Н / м)$$

Условие выполняется.

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

Расчет всплытия трубопровода на сыром участке и болоте

ПК6+29,5 – ПК11+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:

$$n = \frac{L}{l_2} = \frac{486,5}{5,0} \approx 98 шт.$$

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

$$Q_{pas} = q_{mp} + n \cdot Q_{z.вод} / L = 180,30 + 98 \cdot 594,4 / 486,5 = 300,04 Н / м,$$

Тогда:

$$258,60 \leq \frac{300,04}{1,1} (272,75 Н / м)$$

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Вывод: для исключения вероятности всплытия трубопровода на сыром участке и болоте (ПК6+29,5 – ПК11+16) предусмотреть пригрузки типа контейнера текстильного КТБ-160 в количестве 98 шт. с шагом 5,0 м.

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:

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

где:

s_R – минимально допустимая толщина стенки, м;

D – наружный диаметр трубопровода, м;

P – расчетное давление, 4,0 МПа;

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

где σ_p – предел текучести, МПа; для стали 20, $\sigma_p = 245$;

σ_m – временное сопротивление разрыву, МПа; для стали 20 $\sigma_m = 412$ МПа.

$$[\sigma] = \frac{245}{1.5} = 163 \text{ МПа};$$

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

$$[\sigma] = \frac{412}{2,4} = 172 \text{ МПа};$$

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

Тогда расчетная толщина стенки равна:

$$s_R = (4 \cdot 0,159) / (2 \cdot 1,0 \cdot 163 + 4,0) = 0,0019 = 1,9 \text{ мм}$$

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

$$s \geq s_R + C_1 + C_2,$$

- C_1 – технологическая прибавка, принимаемая равной минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;

- C_2 - 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:

$$T_r = \frac{s - c_1 - s_R}{V_c} = \frac{5 - 1 - 1,9}{0,1} = 21 \text{ год}$$

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.

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 - 159x5,0 – сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с внутренним двухслойным покрытием, с

Ив. №подг.	Подпись и дата	Взаим. инв. №
------------	----------------	---------------

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

втулками для внутренней защиты сварных соединений, (подземные участки нефтегазосборного трубопровода) предусматривается из труб стальных электросварных тип 1 – 159х5,0– сталь В20(К42) 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 $P=4,0$ МПа, температура перекачиваемой среды $t=+5 \div +15^{\circ}\text{C}$).

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 $1,43P_{\text{расч}}=5,72$ 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.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH			26

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 не 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 (426x10). 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 опорно-позиционирующих 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 и эксплуатации спейсеров, устанавливаемых на подъездных переходах 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.

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

Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

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

Строительство нефтегазосборного трубопровода предусматривается из труб стальных электросварных тип 1-159x5,0 по ГОСТ 20295 В20 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 трёхслойным 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.

Инд. №подг.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист
							29

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».

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инва. №подг.	Взаим. инв. №
							Подпись и дата

коммуникациями. Знак устанавливается в 1 м от оси подземного трубопровода. На указательном знаке приведены следующие сведения: назначение, наименование трубопровода; местоположение оси трубопровода от основания знака; охранная зона трубопровода; привязка знака на трассе (пикет трассы); телефоны организации, эксплуатирующей трубопровод.

Для исключения возможности повреждения промышленного 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.

Интв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. интв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист
							33

15.5 Мероприятия по защите трубопровода от перегрева или замерзания

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 - $1,25 P_{\text{раб.}} = 5,0$ МПа.

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

Очистку внутренней поверхности трубопровода, промывку и гидравлическое испытание выполнить в соответствии с требованиями СП 411.1325800.2018 «Трубопроводы магистральные и промышленные 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^3 . 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 ковром.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Инд. №подп.	Подпись и дата	Взаим. инв. №				

Для слива воды в пониженных местах по трассе трубопровода предусмотрены задвижки с ковером.

Вода после промывки трубопровода откачивается в автомобиль-цистерну марки АЦ-42-53А 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 промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ», таблица 30, переходы через водные преграды, участки на переходах через внутренние межплощадочные автодороги промышленных предприятий III-в категории, автомобильные дороги общего пользования IV категорий, узлы линейной запорной арматуры, узлы запуска и приема, узлы подключения трубопроводов

Интв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист
							35

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

- первый – после укладки;

- второй – одновременно с прилегающими участками трубопровода.

Таблица 15.6.1. Параметры испытания нефтегазосборного трубопровода на прочность

№ п/п	Наименование участков трубопроводов	Категория участков	Этапы испытания на прочность	Параметры испытания на прочность		
				Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность (час)
				гидравлический		
1.	Переходы через водные преграды: - несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части с поймами по ГВВ 10%обеспеченности Участки протяженностью 1000м от границ горизонта высоких вод 10% обеспеченности	II	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах.	1,25 P _{раб}		12
			Второй этап - одновременно с испытанием трубопровода	1,1 P _{раб}		12
2.	Пересечения с подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газопроводами, силовыми кабелями и кабелями связи, подземными, наземными и надземными оросительными системами и т.п.) в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	II	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах.	1,5 P _{раб}		6
			Второй этап - одновременно с испытанием трубопровода	1,1 P _{раб}		12
3.	Узлы линейной запорной арматуры.	II	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах.	1,25 P _{раб}		6
			Второй этап - одновременно с испытанием трубопровода	1,1 P _{раб}		12
4.	Узлы подключения трубопроводов к межпромысловому коллектору и	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	1,5 P _{раб}		12

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инва. №подг.	Подпись и дата	Взаим. инв. №			

№ п/п	Наименование участков трубопроводов	Категории участков	Этапы испытания на прочность	Параметры испытания на прочность	
				Давление испытания в верхней точке, МПа	Продолжительность (час)
				гидравлический	
	примыкающие к ним участки длиной не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла		Второй этап - одновременно с испытанием трубопровода	1,1 P _{раб}	12
5.	Автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий, внутренние межплощадочные автомобильные дороги промышленных предприятий III-в категории, лесовозные дороги I-л, II-л, III-л, IV-л категорий, внутрихозяйственные автомобильные дороги I-вс категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	II	Первый этап - после укладки и засыпки и крепления на опорах	1,5 P _{раб}	6
			Второй этап - одновременно с испытанием трубопровода	1,1 P _{раб}	12
6.	Прочие участки трубопровода, кроме указанных выше	II	В один этап, одновременно со всем трубопроводом	1,1 P _{раб} , Но не менее 4,0 МПа в соответствии с п.9.1 Задания на проектирование	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 нормативно-технической документации.

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

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 А 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 нормативно-технической 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.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			38	

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.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		39

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. _____ Илюшин П.Ю.

Пермь, 2021

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

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.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист
							41	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ сбора скважинной продукции Гагаринского месторождения	5
1.1. Исходные данные для гидравлического расчета	5
1.2. Гидравлический расчет текущего состояния трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек».....	8
1.3 Гидравлический расчет перспективного состояния нефтепровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек».....	14
1.4 Гидравлический расчет пуска очистного снаряда по нефтепроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек» с учетом замены трубопровода	29
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	34
СПИСОК РИСУНКОВ	35

Инв. №подл.	Подпись и дата					Взаим. инв. №
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH						Лист
						42

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.

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

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	Диаметр, мм	Толщ. стенки, мм	Категория	Год ввода в эксплуатацию	Марка материала	Риср, МПа	Материал по ГОСТ, ТУ и пр.	Изоляционное покрытие наружное
«ГЗУ-1220 – блок задвижек»	1448	159	7	III	1994	Ст. 20	1,6	ГОСТ 10705-80	битумное

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Инва. №подг.	Подпись и дата	Взаим. инв. №			

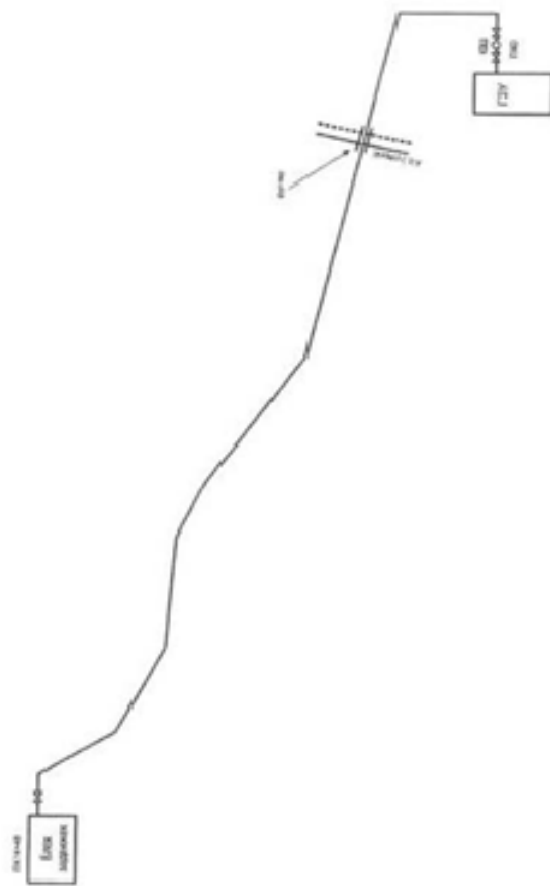


Рисунок 1.1.1 – Принципиальная схема сборного нефтепровода «ГЗУ-1220- блок задвижек»

6

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2019/206/ДС110-PD-ТКР1.ТСН

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 °С на глубине прокладки нефтепровода, температура жидкости составляет 5 °С – 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

Объект	Плотность нефти, кг/м ³	Плотность воды, кг/м ³	Относительная плотность газа, д.ед.	Газовый фактор, м ³ /т
ГЗУ-1220	820	1140	1,1	190
ГЗУ-1245	809	1092		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).

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

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»

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 1.2.1

Исходные данные для гидравлического расчета по текущему состоянию

Объект	Расход по жидкости, м ³ /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.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH			48

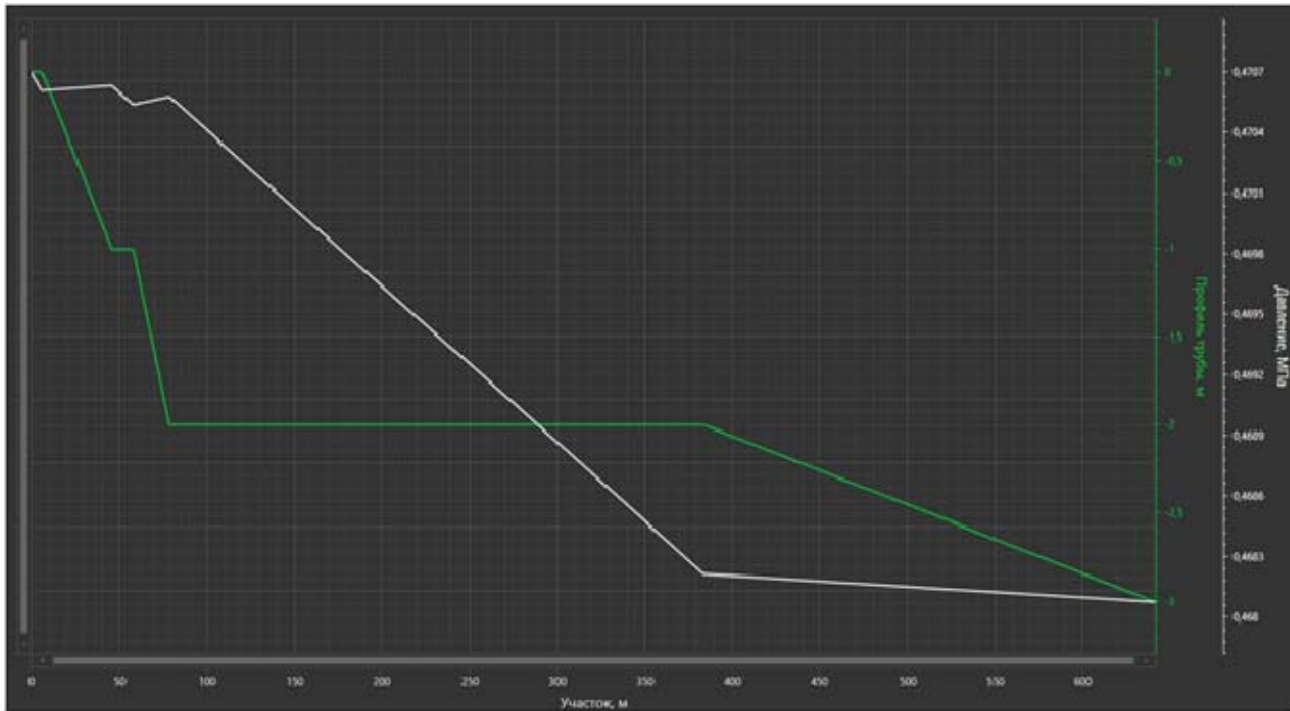


Рисунок 1.2.2 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», участок 1

10

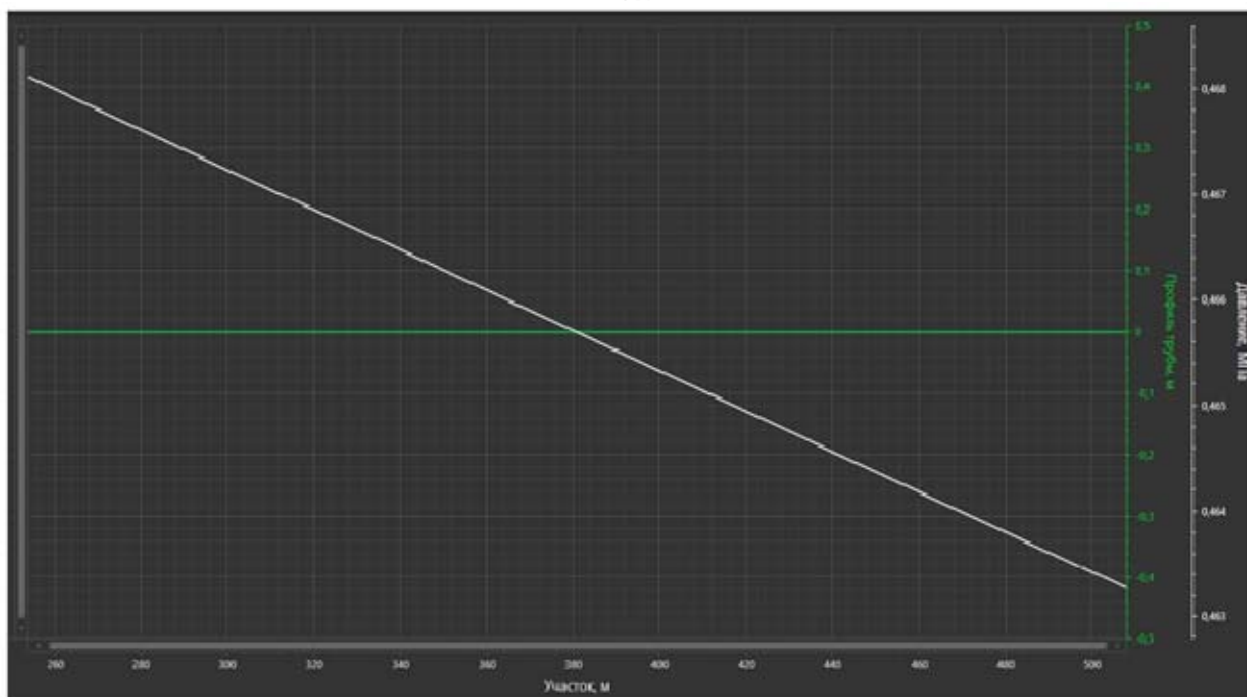


Рисунок 1.2.3 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», участок 2

11

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

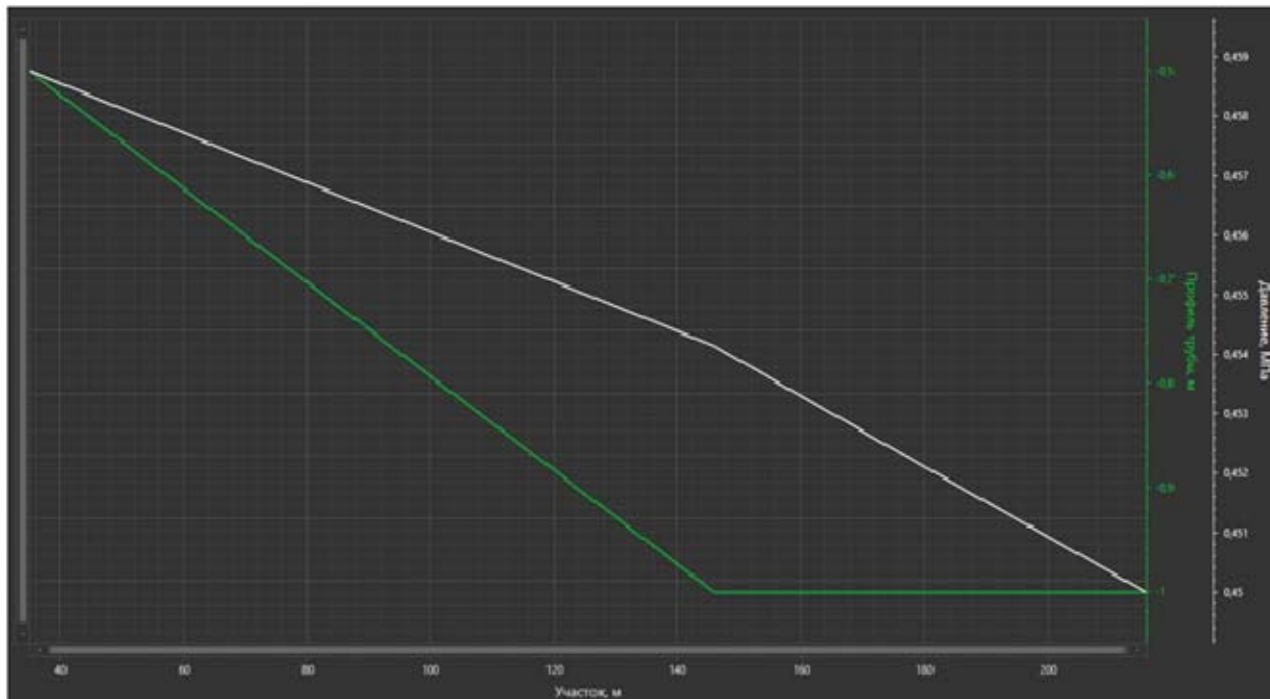


Рисунок 1.2.4 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», участок 3

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH						
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 - 114x5, материал стенки сталь;
- 2 вариант - 159x5, материал стенки сталь;
- 3 вариант - 219x6, материал стенки сталь;
- 4 вариант - 273x8, материал стенки сталь.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Таблица 1.3.1

Исходные данные для гидравлического расчета на перспективную загрузку

Параметр	Ед. изм.	Значение
Расход жидкости	м ³ /сут	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.

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



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

16

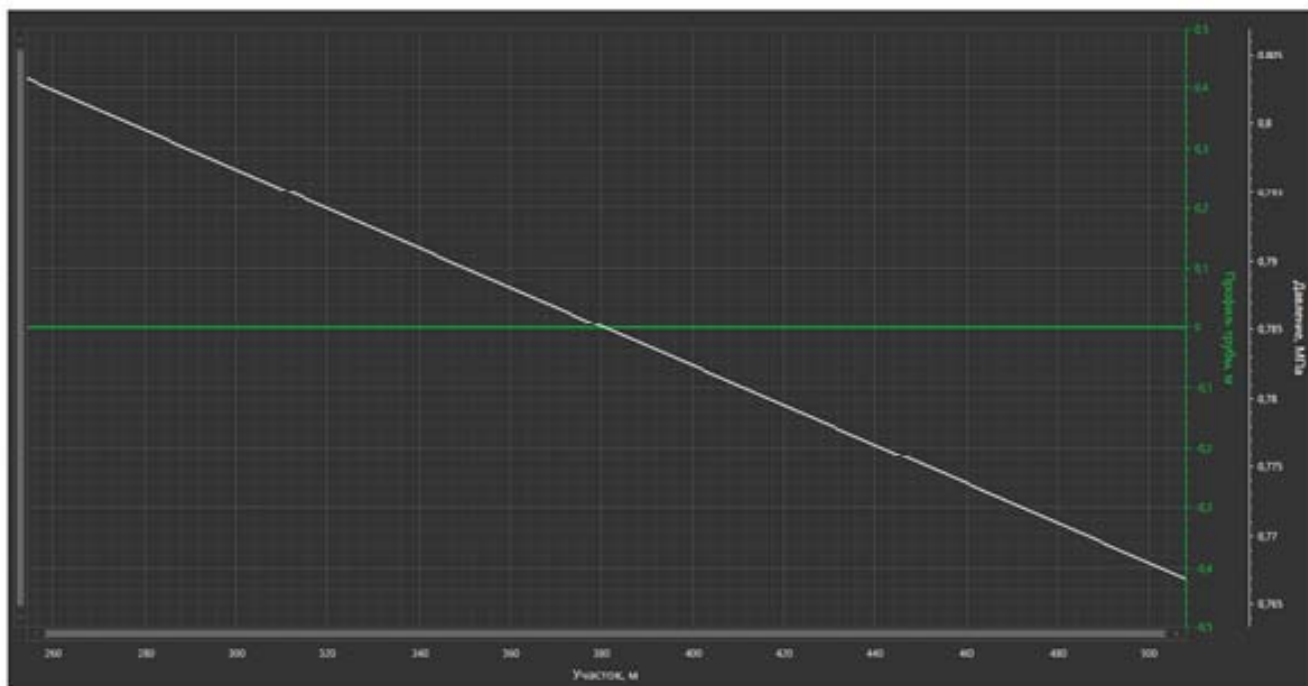


Рисунок 1.3.3 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 1, участок 2

17

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2019/206/ДС110-PD-ТКР1.ТСН

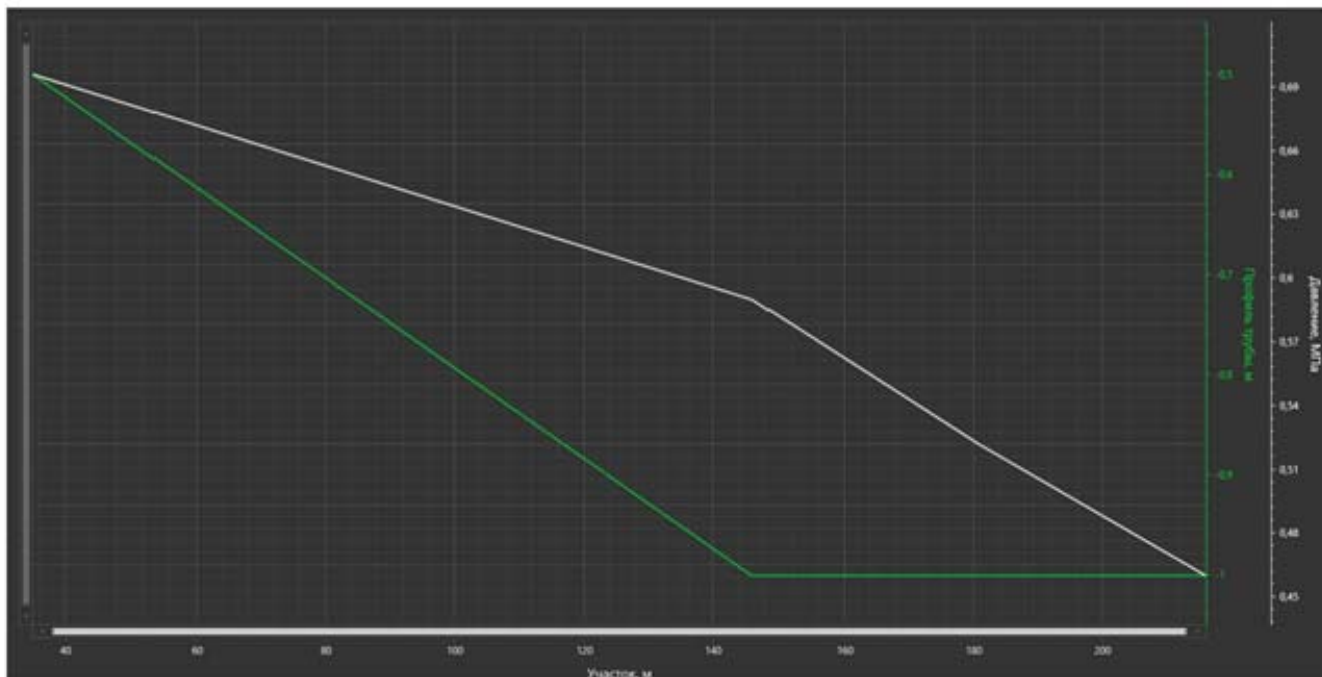


Рисунок 1.3.4 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 1, участок 3

18

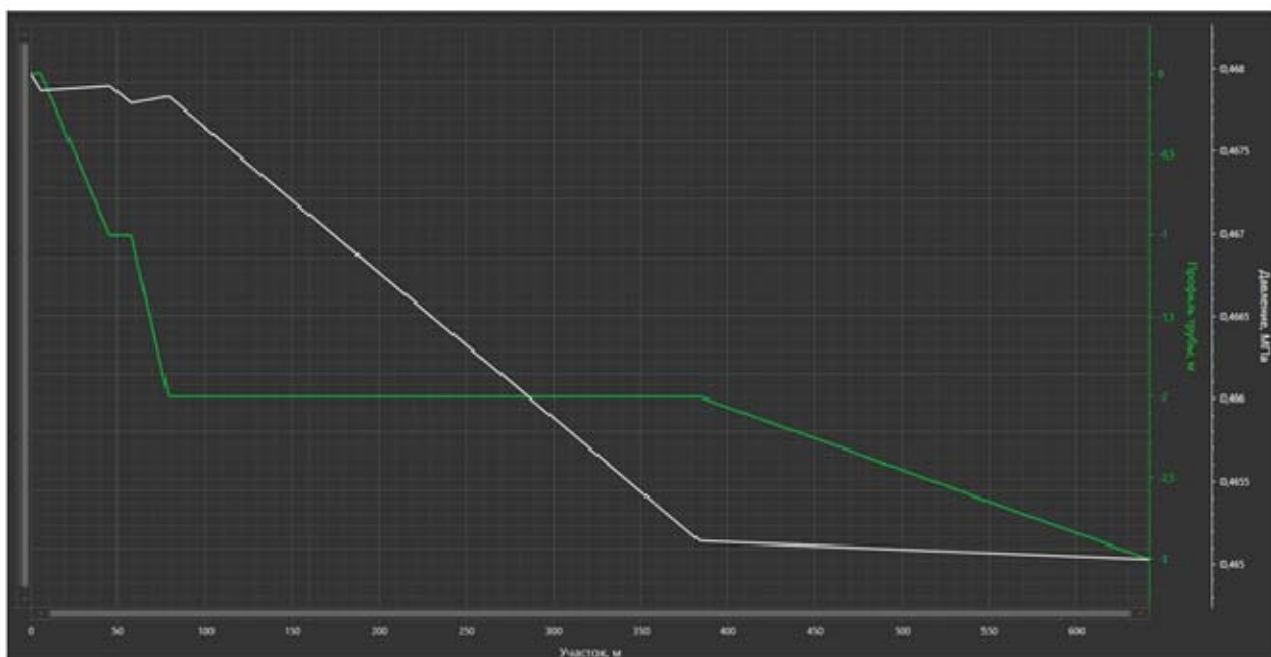


Рисунок 1.3.5 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 2, участок 1

19

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

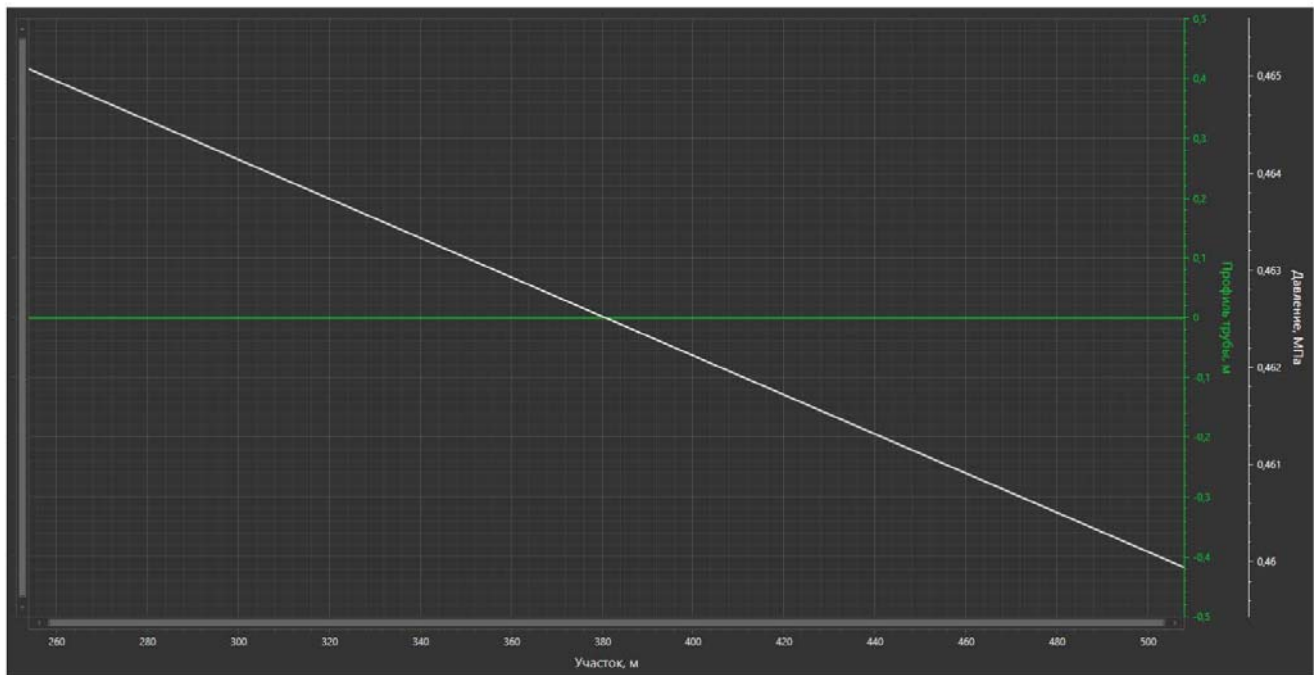


Рисунок 1.3.6 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 2, участок 2

20

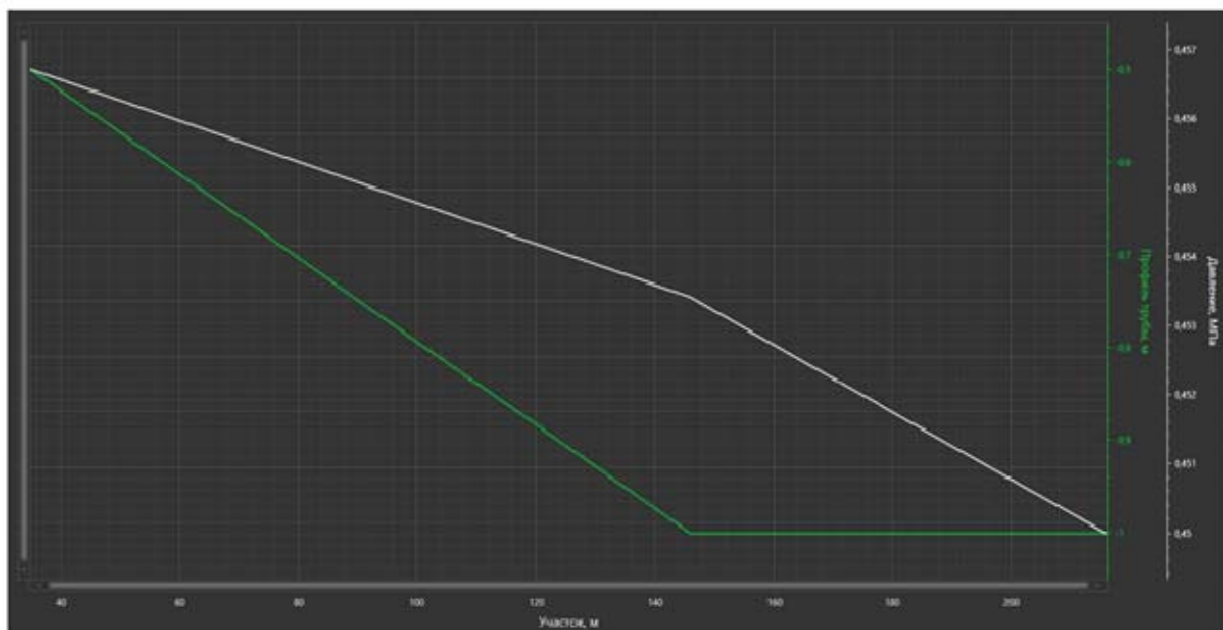


Рисунок 1.3.7 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 2, участок 3

21

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

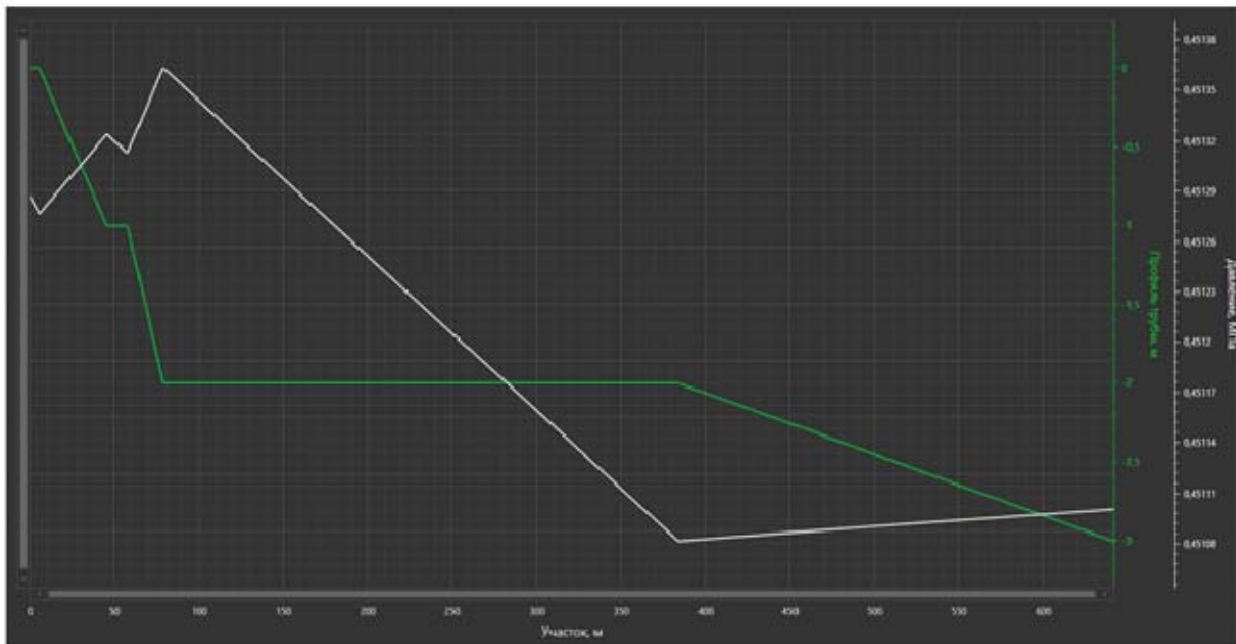


Рисунок 1.3.8 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 3, участок 1

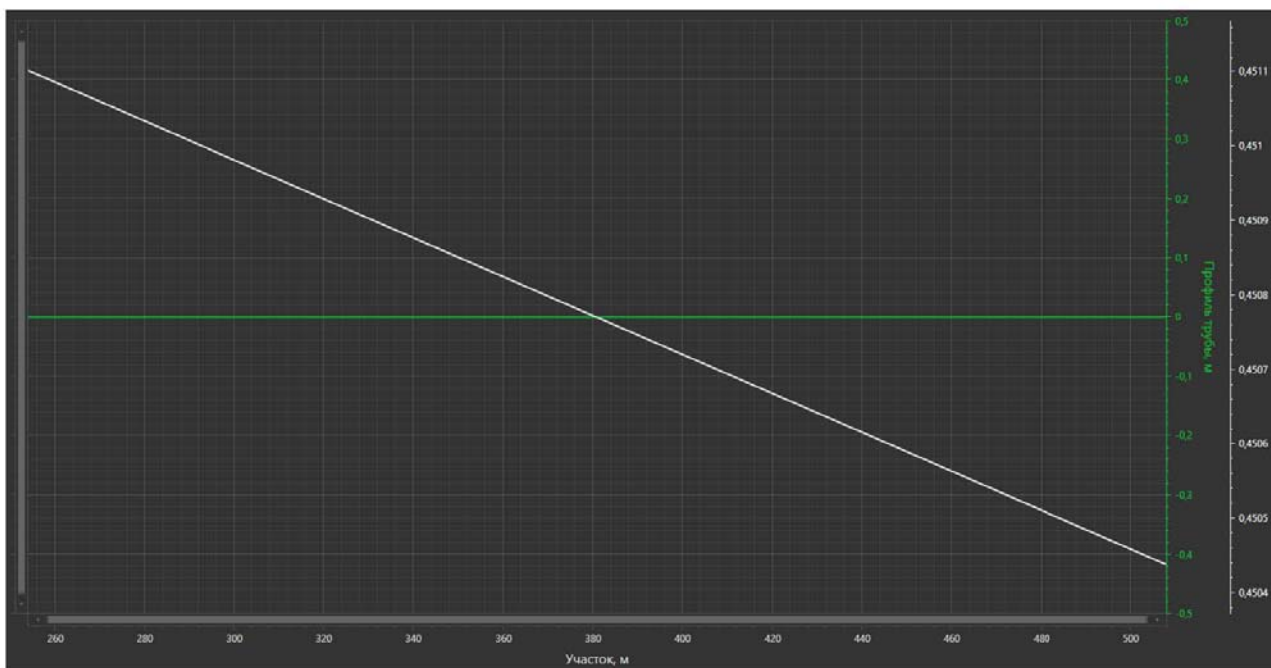


Рисунок 1.3.9 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 3, участок 2

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

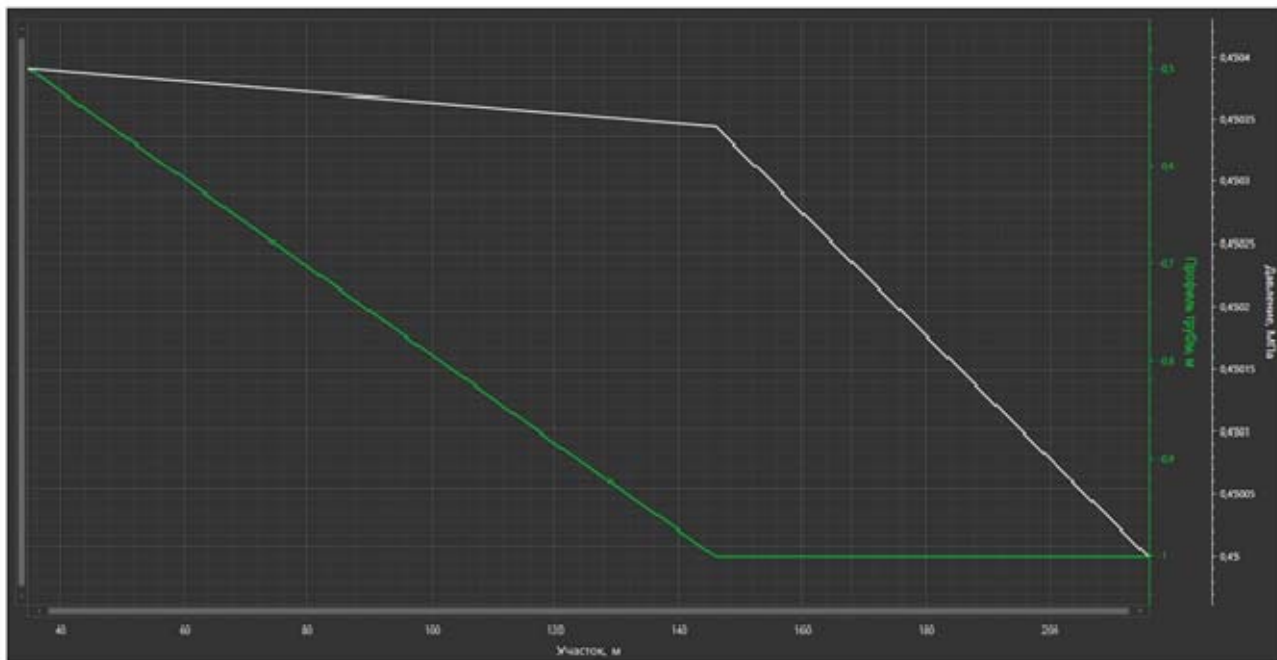


Рисунок 1.3.10 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 3, участок 3

24

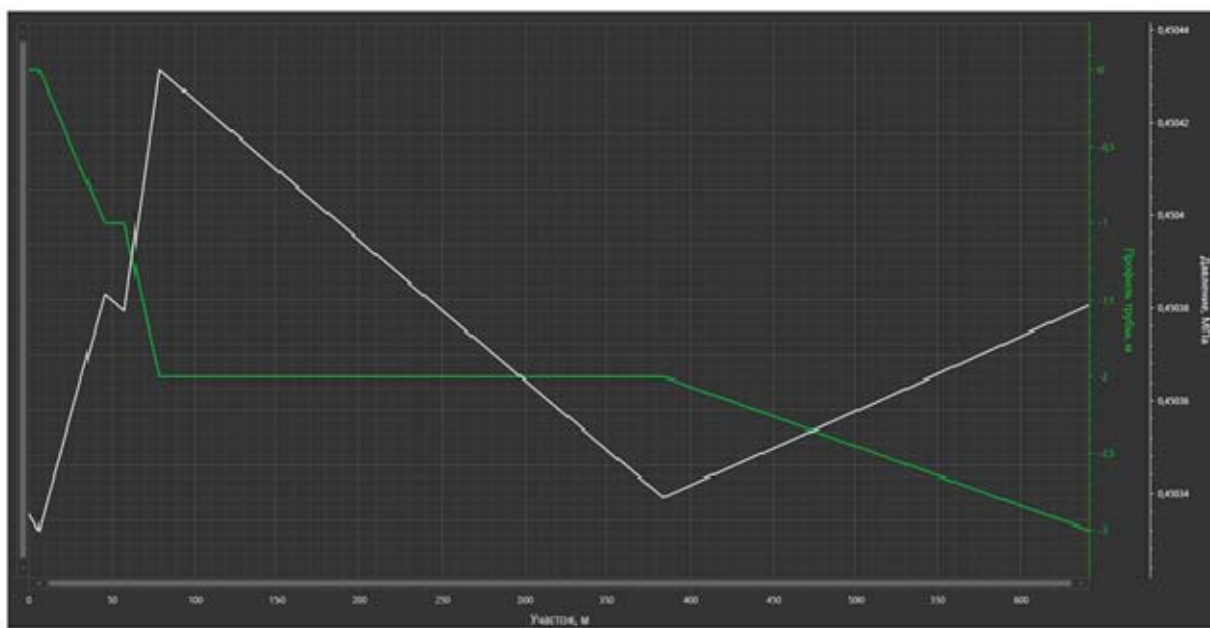


Рисунок 1.3.11 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 4, участок 1

25

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата



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

26

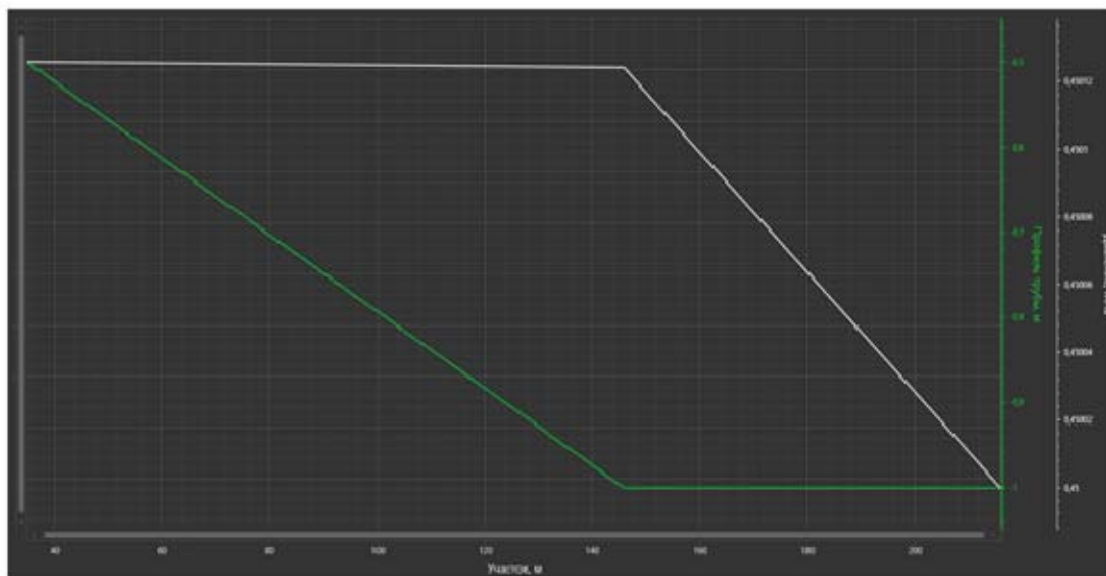


Рисунок 1.3.13 – Распределение давления по трубопроводу «ГЗУ-1220 – блок задвижек», вариант 4, участок 3

27

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2019/206/ДС110-PD-ТКР1.ТСН

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	Типоразмер 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.

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

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

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

Запуск скребка моделировался при расходе $175,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ (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

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

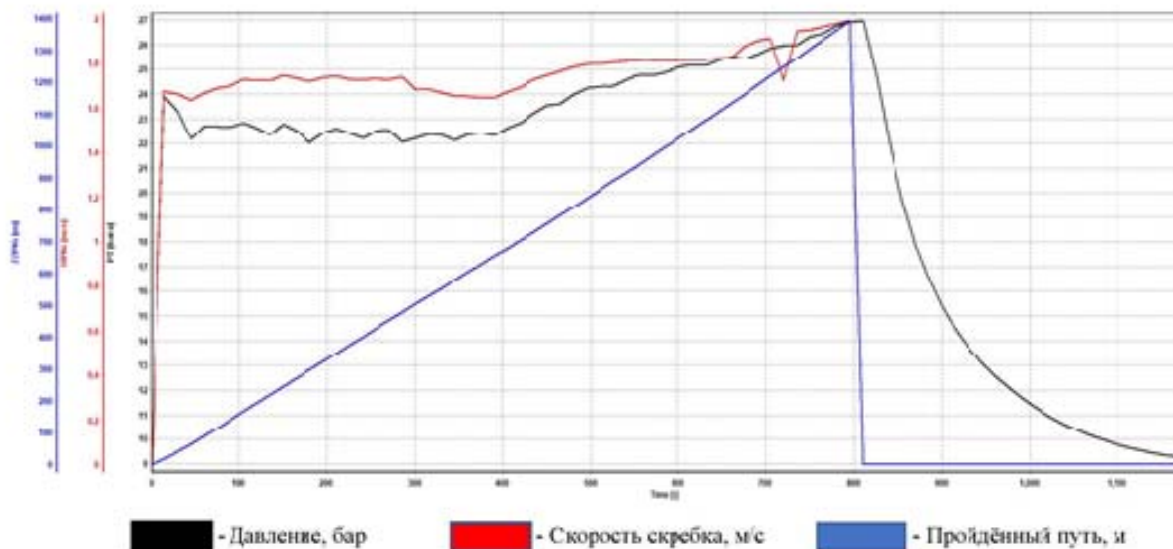


Рисунок 1.4.2 – Изменение давления на выводе ГЗУ-1220 с учетом движения скребка по нефтепроводу для 1 варианта

30

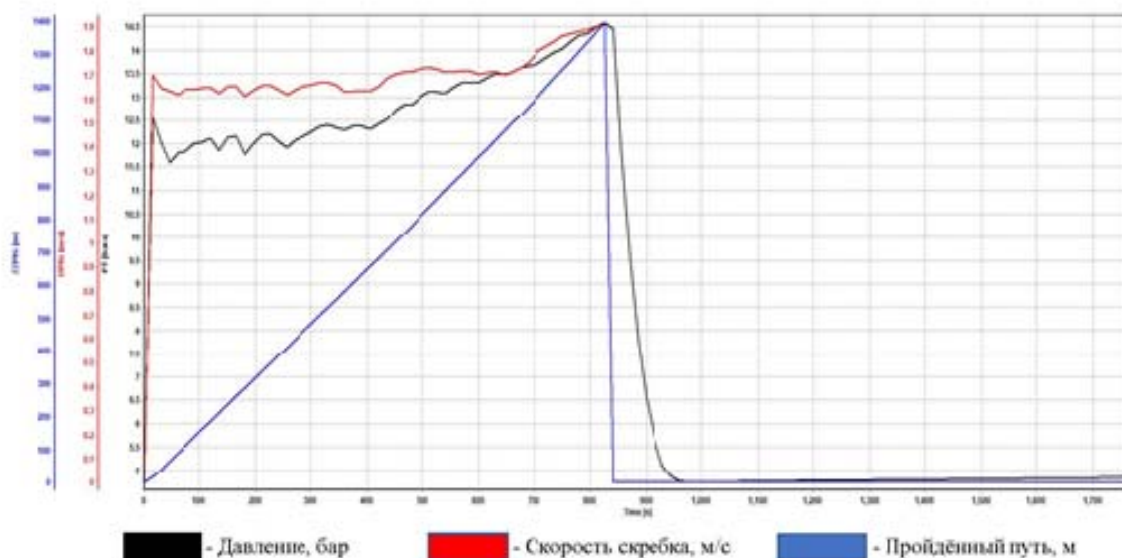


Рисунок 1.4.3 – Изменение давления на выводе ГЗУ-1220 с учетом движения скребка по нефтепроводу для 2 варианта

31

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

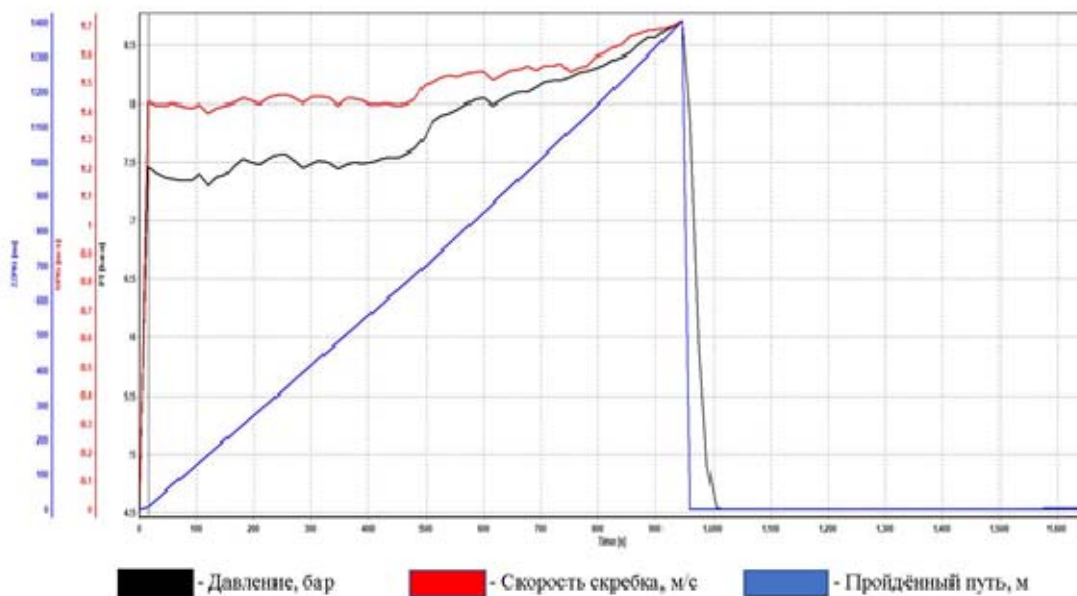


Рисунок 1.4.4 – Изменение давления на выкате ГЗУ-1220 с учетом движения скребка по нефтепроводу для 3 варианта

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

В таблице 1.4.1 представлены результаты расчета пуска очистного устройства.

Таблица 1.4.1

Результаты расчета пуска очистного устройства

Вариант	Максимальное давление, МПа	Скорость движения скребка, м/с	Время движения
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 разрешенное 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 219х6 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.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH						
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

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/206/ДС110-PD-TKR1.TCH	Лист
										65
			Изм.	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

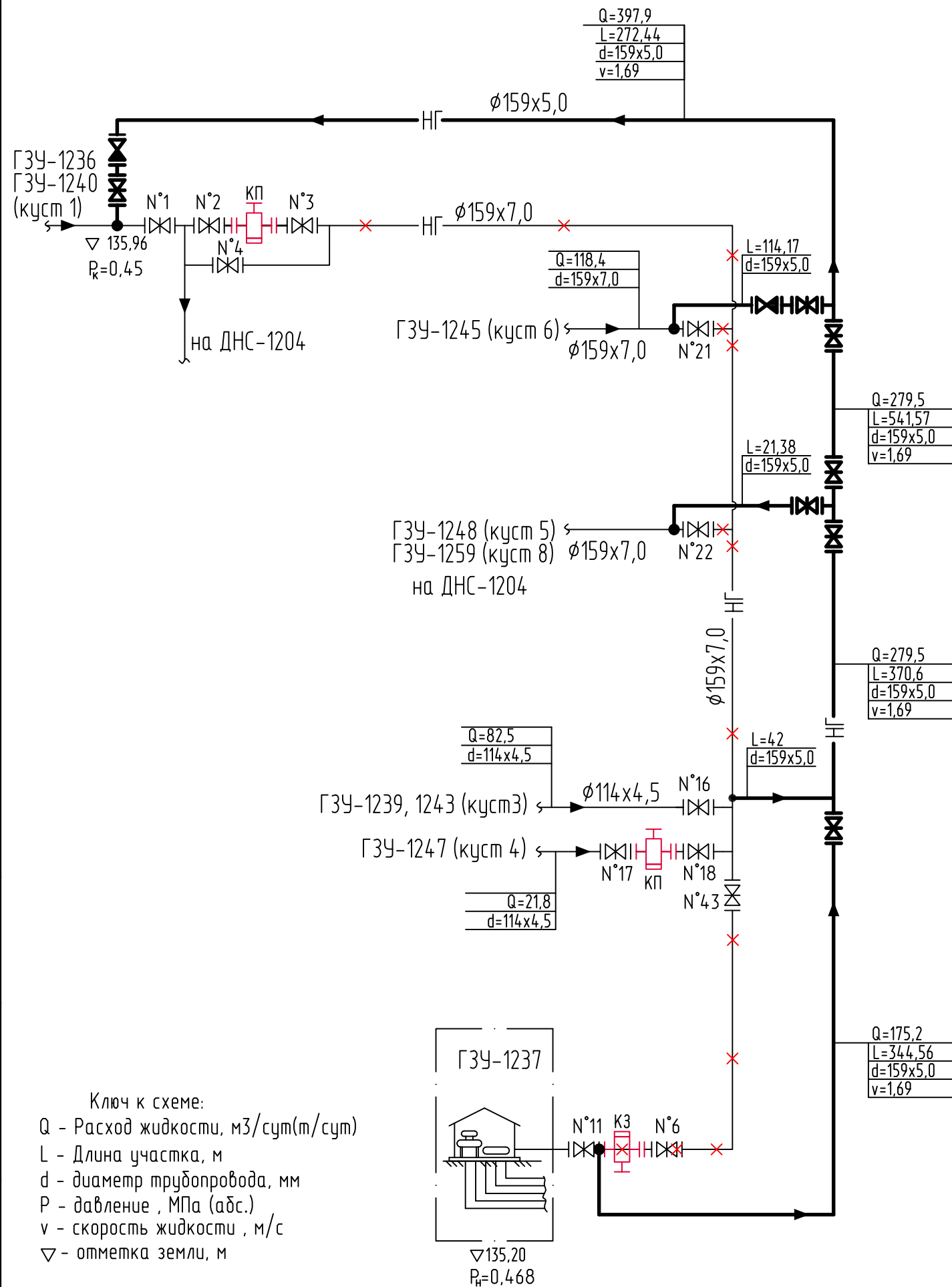
Взаим. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. №подл.	

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

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

Принципиальная схема нефтегазосборного трубопровода "ГЗУ-1237 - блок задвижек" Гагаринского месторождения. ЦДНГ-12



Экспликация зданий и сооружений

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

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод(проектируемый)
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод(существующий)
× ×	Демонтируемый трубопровод
— — —	Запорная арматура
— — —	Обратный клапан
— — —	Запорная арматура (существующая)
КЗ	Камера пуска очистного устройства
КП	Камера приема очистного устройства

2019/206/ДС110-PD-ТКR1.GCH

Строительство трубопроводов
Гагаринского месторождения (2023 г.)

Изм.	Кол.уч.	Лист	И док.	Подпись	Дата	Нефтегазосборный трубопровод	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Пастаногова			10.21				
Проб.		Булдаков			10.21				
Нач.сектора		Булдаков			10.21				
Н. контр.		Булдаков			10.21				

Проектный центр
"ПНИПУ-Нефтепроект"