

**Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»**

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения
(модуль 141)»**

Проектная документация

**Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта.
Искусственные сооружения**

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

2021/354/ДС88-PD-TKR1

Том 3.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения
(модуль 141)»

Проектная документация

Раздел 3 Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искус-
ственные сооружения

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

2021/354/ДС88-PD-ТКR1

Том 3.1

Договор №

2021/354/ДС88

Главный инженер

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

М.Н. Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС88-PD-TKR1.S	Содержание тома 3.1	2
2021/354/ДС88-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС88-PD-TKR1.GCH-1	Графическая часть Принципиальная технологическая схема сбора нефти Гавринского месторождения	

Согласовано		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	

Инв. № подл.	

2021/354/ДС88-PD-TKR1.S								
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			
Разраб.		Богданов			01.24			
Проверил		Сивкова			01.24			
Нач.отд.		Сивкова			01.24			
Н.контр.		Сивкова			01.24			
ГИП		Минин			01.24			
СОДЕРЖАНИЕ ТОМА						Стадия	Лист	Листов
						П	1	1
						НПИ ОНГМ		

Состав проектной документации приведен в томе 2021/354/ДС88-PD-SP

Согласовано										
Взам. инв. №										
Подп. и дата										
Инв. № подл.							2021/354/ДС88-PD-SP			
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
	Разраб.	Минин				01.24	СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	Стадия	Лист	Листов
	Проверил							П	1	1
	Нач.отд.	Перина				01.24		НПИ ОНГМ		
	Н.контр.	Перина				01.24				
	ГИП	Минин				01.24				

Содержание

1	Основание для разработки проектной документации. Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции	3
2	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	3
3	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта	4
4	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	6
5	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	6
6	Сведения о категории и классе линейного объекта	7
7	Сведения о проектной мощности линейного объекта	9
8	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	14
8.1	Расчеты.....	14
8.1.1	Гидравлический расчет	14
8.1.2	Расчет толщины стенки трубопроводов (линейная часть).....	14
8.1.3	Расчет безопасного ресурса эксплуатации трубопроводов.....	17
8.1.4	Расчёт трубопроводов на прочность и устойчивость	21
8.1.5	Расчет на устойчивость положения против всплытия.....	24
8.2	Обоснование материального исполнения и противокоррозионной защиты труб 26	
8.3	Технологическая характеристика линейного объекта. Обеспечение надежности и устойчивости трубопроводов	31
8.3.1	Расположение запорной арматуры по трассам трубопроводов.....	38
8.4	Очистка и гидравлическое испытание трубопроводов.....	40
8.5	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании, и потенциальной необходимости в них	44
8.6	Система диагностики состояния трубопроводов	44
9	Количество и состав вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	47
10	Мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	47

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Богданов			01.24
Проверил		Сивкова			01.24
Нач.отд.		Сивкова			01.24
Н.контр.		Сивкова			01.24
ГИП		Минин			01.24

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	53

НПИ ОНГМ

11	Перечень мероприятий по энергосбережению	48
12	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	49
13	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	49
14	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	49
15	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	49
16	Решения по организации ремонтного хозяйства.....	50
17	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	50
18	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий	51
	Таблица регистрации изменений	53
	Приложение А «Гидравлический расчет в программном комплексе «ИСТП» по объекту: «Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения (модуль 141)»	
	Приложение Б Технические условия ТУ 1390-003-52534308-2013 «Трубы стальные диаметром 76-720 мм с наружным двухслойным и трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием» (согласованы ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск»)	
	Приложение В Технические условия ТУ1390-001-09308923-2014 «Втулки защиты сварных швов трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием марки CPS» (ООО «Си-Пи-Эс-Технолджи»)	
	Приложение Г Письмо №И-22692/23 от 12.12.2023г.	

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №							Лист
									2
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH			

1 Основание для разработки проектной документации. Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

Настоящей проектной документацией предусматривается расширение существующих кустов скважин №№1, 2, 3 и строительство и обустройство проектируемых кустов скважин №№ 4,5 Гавринского месторождения, сбор и транспорт нефти и газа с проектируемых скважин данных кустов.

Основанием для разработки проектной документации является:

- Среднесрочная инвестиционная программа Группы предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на 2023-2025гг.

Настоящий подраздел проектной документации разработан в соответствии со следующими документами:

- Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения (модуль 141)", утвержденное Первым Заместителем Генерального директора – Главного инженера ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Р.П.Пивоваром 04.08.2022 г. (с приложениями).

При разработке данного подраздела проектной документации использованы следующие материалы:

- Технический отчет по результатам инженерных изысканий «Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения (модуль 141)», выполненный в 2023г.

2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта

В административном отношении район работ расположен в Куединском муниципальном округе Пермского края.

Ближайшие населённые пункты – Куеда, Бадашка, Маньш..

Местность в районе работ спокойной. Углы наклона поверхности не превышают 2°. Абсолютные отметки района изысканий – 249.84-305.13 м.

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства район работ относится к строительно-климатической зоне IV.

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 про-

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

исходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев. С высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

Температура. Средняя годовая температура воздуха в районе составляет плюс 2,4°С. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 14,3°С. Абсолютный минимум температуры составил минус 54°С.

Средний из ежегодных абсолютных минимумов температуры воздуха составил минус 38,7°С. Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля составляет плюс 18,6 °С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 38°С.

Влажность воздуха. Среднегодовая относительная влажность воздуха по району составила 77 %. Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре и составляет 85%, минимальная – в мае – 62%

Ветровой режим. За год в районе преобладают ветра южного направления. Средняя годовая скорость ветра по району составляет 3,1 м/с. Район изысканий относится ко II району, нормативное значение ветрового давления составляет 0,30кПа.

Осадки. Среднее количество осадков за год по району составляет 566 мм. Максимальный суточный максимум осадков 1%-ой обеспеченности составляет 114 мм.

Снежный покров. Согласно районированию территории по весу снегового покрова район изысканий относится к V району, нормативное значение веса снегового покрова составляет 2,5кН/м2. Расчетная толщина снежного покрова 5 % обеспеченности в районе работ составляет 102 см.

Глубина промерзания почвогрунтов. Наибольшая измеренная глубина промерзания почвогрунтов составляет 126 см. Нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков и глин составляет 1,62 м; для супесей и песков мелких и пылеватых 1,97 м; для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 2,11 м; для крупнообломочных грунтов – 2,40 м.

Гололед. Согласно карте районирования территории РФ по толщине стенки гололеда район изысканий относится к II району, толщина гололедной стенки составляет 5 мм.

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

Категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий – II (средней сложности).

Среди геологических процессов и явлений, осложняющих инженерно-геологические условия, на территории исследуемого участка следует отметить подтопление.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
							4

Под подтоплением понимается процесс подъема уровня подземных вод выше некоторого критического положения, а также формирования верховодки, приводящий к ухудшению инженерно-геологических условий территории строительства, агромелиоративной и экологической обстановки.

На период изысканий (май 2020г, октябрь, ноябрь 2023г) подземные воды вскрыты в поймах ручьев и р. Мал. Солдово по трассам водовода до ВРП на кусте №1, н/г трубопровода от куста скважин №5, автодороги к кусту №2 (Подъезд №1), ВЛ на куст №5 и на водораздельных участках на кустовых площадках №1, №3, №4 и на площадке устройства приема с куста №4. Уровни установления в поймах зафиксированы на глубине 0,1-1,6м (абс.отм.144,49-149,70м) (в Балтийской системе высот). На водораздельных участках уровни установления отмечены на глубине 4,5-8,0м (абс.отм.134,56-171,38м) (в Балтийской системе высот). Уровни установления совпадают с уровнями появления. Воды не напорные. Водоупором служат глины твердые и полутвердые (ИГЭ-2) на глубине 7,0-8,3м, суглинки твердые и полутвердые (ИГЭ-3) на глубине 7,0м, суглинки тугопластичные (ИГЭ-3а) на глубине 1,2-3,5м. На отдельных участках водоупор не вскрыт.

По характеру подтопления, согласно приложения И СП 11-105-97 часть II, участки ПК18+30,6- ПК18+89,2, ПК26+32,3-ПК26+64,9, ПК36+26,8-ПК36+91,3 трассы водовода до ВРП на кусте №1, участок ПК10+82,3-ПК11+5,7 трассы н/г трубопровода от куста скважин №5, участок ПК4+81,5-ПК5+24 трассы автодороги к кусту №2 (Подъезд №1) и участок ПК0+76,6-ПК0+97,2 трассы ВЛ на куст №5 характеризуются как постоянно подтопленные в естественных условиях (I-A-1). Развитие процесса происходит вследствие подъема первого от поверхности безнапорного водоносного горизонта.

Трассы и участки проектируемых трасс автодорог, ВЛ, водоводов, н/г трубопроводов и площадки с возможным появлением «верховодки» характеризуются как сезонно подтапливаемые в естественных условиях (I-A-2). Развитие процесса происходит вследствие увлажнения грунтов зоны аэрации и формирования временного водоносного горизонта.

Подтопление на участке изысканий имеет площадной характер. Согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016, категория опасности по пораженности подтоплением изыскиваемая территория относится к умеренно опасной.

Территориальная система должна обеспечивать общую защиту застроенной территории. Она включает перехватывающие дренажи, противодиффузионные завесы, вертикальную планировку территории с организацией поверхностного стока, прочистку открытых водотоков и других элементов естественного дренирования, гидроизоляцию подземных частей сооружений и т. д. (п. 10.3 СП 116.13330.2012).

В соответствии с СП 116.13330.2012 прил. В, в Пермском крае присутствуют карстовые процессы. Согласно ТСН 11-301-2004 По («Инженерно-геологические изыскания на закарстованных территориях Пермской области», 2004г.), участок работ не относится к карстовому району.

В результате рекогносцировочного обследования поверхностных форм карста не зафиксировано. В процессе инженерно-геологических работ карстующиеся по-

Изн.	№ подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
										5
				Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH

роды не встречены. В соответствии с таблицей 5.1 СП 11-105-97 Часть II, район работ относится к 6 категории устойчивости относительно интенсивности образования карстовых провалов (провалообразование исключается).

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2015 и карты ОСР-2015-В (СП 14.13330), район 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 лет, что согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016 является умеренно опасным для строительства.

Согласно табл.1 СП 14.13330.2018, по сейсмическим свойствам категория крупнообломочных грунтов с заполнителем до 30% - I; крупнообломочных грунтов с заполнителем более 30%, песчаников, глин и суглинков с показателем консистенции $I_L \leq 0,5$ при коэффициенте пористости $e < 0,9$ - II; суглинков с показателем консистенции $I_L > 0,5$ и глин, суглинков с показателем консистенции $I_L \leq 0,5$ при коэффициенте пористости $e \geq 0,9$ - III.

4 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта

На основании данных бурения, результатов полевых и лабораторных исследований, по материалам изысканий прошлых лет, в геолого-литологическом разрезе района работ, согласно ГОСТ 20522-2012 и ГОСТ 25100-2020, выделено 9 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

- ИГЭ-1 – техногенный грунт: глина легкая пылеватая твердая, полутвердая, суглинков легкий пылеватый, тяжелый пылеватый твердый (tQ);
- ИГЭ-2 – глина легкая пылеватая твердая, полутвердая (dQ);
- ИГЭ-2а – глина легкая пылеватая тугопластичная (dQ);
- ИГЭ-3 – суглинок тяжелый пылеватый твердый, полутвердый (dQ);
- ИГЭ-3а – суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный (dQ);
- ИГЭ-3б – суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный (dQ);
- ИГЭ-3в – суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный (dQ);
- ИГЭ-4 – гравийный грунт с суглинистым заполнителем, неоднородный (dQ);
- ИГЭ-5 – песчаник очень низкой прочности, средней, сильновыветрелый, размягчаемый (P).

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

На период изысканий (май 2020г, октябрь, ноябрь 2023г) на территории работ вскрыты подземные воды.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подш. и дата	Инв. № подл.	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
										6

На площадке куста №2, 5 в пределах глубин до 11,0 м подземные воды встречены не были.

На площадке куста №1 - водоносный горизонт подземных вод пермских отложений встречен на глубине 7,2 м. Водоносный горизонт является безнапорным.

На площадке куста №3 - водоносный горизонт подземных вод встречен на глубине 6,5 м. Водоносный горизонт является безнапорным.

На площадке куста №4- водоносный горизонт подземных вод встречен на глубине 5,0 м. Водоносный горизонт является безнапорным.

В соответствии с геологическими и геоморфологическими условиями района изысканий, в периоды весеннего снеготаяния и затяжных дождей возможно формирование водоносного горизонта в слабофильтрующих грунтах на глубине от 0,0 до 1,5 м, а также подъем уровня грунтовых вод существующего водоносного горизонта на 0,5-1,0 м.

В соответствии с геологическими и геоморфологическими условиями района изысканий, в периоды весеннего снеготаяния и затяжных дождей возможно формирование водоносного горизонта в слабофильтрующих грунтах на глубине от 0,0 до 1,5 м, а также подъем уровня грунтовых вод существующего водоносного горизонта на 0,5-1,0 м. Также, в условиях нарушенного поверхностного стока и неэффективном водоотводе возможно формирование временно существующего водоносного горизонта типа «верховодка» в крупнообломочных техногенных грунтах на границе с глинистыми грунтами.

Степень агрессивного воздействия подземных вод на металлические конструкции - слабоагрессивная.

На территории изысканий удельное электрическое сопротивление изменяется от 11,2 до 15,7 Ом*м. На данной территории присутствуют грунты, характеризующиеся высокой, средней и низкой коррозионной агрессивностью по отношению к стали.

Блуждающие токи не выявлены.

Проектируемые объекты водных объектов не пересекают.

6 Сведения о категории и классе линейного объекта

Настоящей проектной документацией предусматривается расширение существующих кустов скважин №№1,2,3 и строительство и обустройство проектируемых кустов скважин №№ 4,5 Гавринского месторождения, сбор и транспорт нефти и газа с проектируемых скважин данных кустов.

Данным томом ПД предусматривается проектирование линейной части трубопроводов.

Проектная документация на промысловые трубопроводы разработана на основании:

- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ» (с Изменением №1) от 24.06.2021г.;
- Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Взам. инв. №					
Подл. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH					Лист
					7

В соответствии с СП 284.1325800.2016, п.5.6, границей технологической и линейной части трубопровода является запорная арматура, расположенная на выходе с технологической площадки.

К промысловым трубопроводам относятся:

- нефтегазосборные трубопроводы проектируемых кустов скважин от отсекающих задвижек на выходе с кустов скважин.

Парциальное давление сероводорода для продукции проектируемых скважин, осуществляющих добычу с пластов C1t (T1) и C2b (Бш1), составляет 400 Па (при 4,0МПа). Согласно СП 284.1325800.2016, п.13.2, газ, содержащий сероводород с парциальным давлением от 300Па до 10000Па при рабочем давлении, относится к средам с низким содержанием сероводорода.

На основании отчета по бурению и из-за прохождения колонны через пласты с сероводородом – исполнение арматуры принято в стойком к СКР исполнении К2.

Согласно СП 284.1325800.2016, п.5.3, п.6.2, проектируемые нефтегазосборные трубопроводы относятся к III классу категории II – трубопроводы диаметром до 300мм, транспортирующие среды с парциальным давлением сероводорода более 300Па.

Согласно СП 284.1325800.2016, п.5.3, п.6.2, проектируемые нефтегазосборные трубопроводы относятся к III классу категории II – трубопроводы диаметром до 300мм, транспортирующие среды с парциальным давлением сероводорода более 300Па.

Категории участков трубопроводов приняты в соответствии с таблицей 2 СП 284.1325800.2016 и указаны в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Категории участков трубопроводов

Наименование участков	Категория участков по <u>СП 284.1325800.2016</u>
Переходы через водные преграды: - несудоходные шириной зеркала воды в межень до 25м	II
Переходы через автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям IV и V категории	II
Узлы подключения трубопровода и примыкающие к ним участки длиной 15м от границ монтажного узла	II
Узлы устройств пуска и приема очистных устройств и участки по 100м, примыкающие к ним	II
Узлы линейной запорной арматуры	II
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой	II

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
							8

Наименование участков	Категория участков по <u>СП 284.1325800.2016</u>
коммуникации	
Пересечения с ВЛ	II

7 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Объем добычи с проектируемых скважин принят согласно ТУ УРНиГМ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и указан в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Объем добычи с проектируемых скважин

Номер куста скважин	Скважины добывающие			
	Номера скважин	Добыча нефти, т/сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Кол-во
1 (расширение куста)	69	6,9	9,7	1
	70	7,2	10,1	1
	47	27,9	39,4	1
	19	18,0	24,6	1
	66	4,4	6,2	1
	46	25,2	35,6	1
	81	14,8	21,5	1
	62	6,5	9,1	1
	15	14,1	19,2	1
	65	6,2	8,7	1
	14	7,3	10,0	1
	64	6,7	9,4	1
	63	5,9	8,3	1
	69	6,9	9,7	1
Итого		151,1	211,8	13
2 (расширение куста)	24	6,7	9,4	1
	49	8,1	11,4	1
	75	7,0	9,8	1
	23	5,2	7,1	1
	22	6,9	9,4	1
	73	12,6	18,3	1
	48	7,3	10,3	1
	71	6,4	9,0	1
18	12,4	16,9	1	
Итого		72,6	101,6	9

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Номер куста скважин	Скважины добывающие			
	Номера скважин	Добыча нефти, т/сут	Добыча жидкости, м ³ /сут	Кол-во
3 (расширение куста)	11	15,6	21,3	1
	13	18,4	25,1	1
	44	17,3	24,4	1
	45	11,5	16,2	1
	7	23,5	32,1	1
	42	16,4	23,1	1
	40	14,8	20,8	1
	6	17,1	23,3	1
	60	15,0	21,8	1
	41	17,0	23,9	1
	43	16,6	23,4	1
10	20,7	28,2	1	
Итого		72,6	101,6	12
4	27	10,8	14,7	1
	50	15,4	21,7	1
	76	4,6	6,5	1
	26	10,9	14,9	1
	77	4,4	6,2	1
Итого		46,1	64,0	5
5	5	10,0	14,1	1
Итого		10,0	14,1	1
Общий		483,7	675,1	40

Для проектируемых скважин Гавринского месторождения промышленно-нефтеносными являются пласты KB1, B3B4, Bш1, Tл2-б, Bб1+Bб2, T, Фм Солодовского купола и KB1, B3B4, Bш1, Tл2-б, Bб1+Bб2, T, Фм3 Восточно-Солодовского купола.

Физико-химические свойства и состав нефти и попутного нефтяного газа приведены в таблицах 7.2, 7.3, 7.4.

Таблица 7.2 - Физико-химические свойства нефти

Пласт	Плотность, г/см ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с	Температура застывания, °С	Температура начала кипения, °С	Содержание светлых фракций при температуре, объемные %

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

		20 °C	50 °C			100	150	200	250	300
Солодовский купол										
C2ks-vr (KB1)	0,889	29,09	10,59	-20.8	54,3	8,5	17,0	23,5	32,5	46,5
C2vr (B3B4)	0,876	17,26	7,23	-9,8	51,0	7,6	16,4	24,6	35,4	47,5
C2b (Бш1)	0,901	51,46	15,76	-20.2...-14.3	59,5	4,0	10,5	18,5	27,5	35,5
C1tl (Тл2-б)	0,891	36,46	12,08	-26,5	47,1	7,2	14,6	21,6	30,4	41,0
C1bb (Бб1+Бб2)	0,906	59,17	17,71	-28.7	56,0	6,5	14,0	21,0	28,0	44,0
C1t (Т)	0,917	94,49	24,66	-22.0	50,1	5,5	12,3	18,9	27,1	38,4
D3fm (Фм)	0,927	166,37	39,87	-17.7	61,4	3,6	9,3	15,3	21,8	32,8
Восточно-Солодовский купол										
C2ks-vr (KB1)	0,875	16,07	6,77	-22.8	44,3	9,3	18,8	27,2	36,0	47,3
C2vr (B3B4)	0,875	16,07	6,77	-22,8	44,3	9,5	19,0	27,0	36,0	47,5
C2b (Бш1)	0,882	33,08	11,59	-39,8	46,0	9,5	19,5	28,0	38,0	52,0
C1tl(Тл2-б)	0,891	36,46	12,08	-26,45	47,1	7,2	14,6	21,6	30,4	41,0
C1bb (Бб1+Бб2)	0,906	59,17	17,71	-28.7	56,0	6,5	14,0	21,0	28,0	44,0
C1t (Т)	0,916	118,54	29,79	-25,8	48,6	6,8	12,9	19,0	25,9	40,0
D3fm (Фм3)	0,927	166,37	39,87	-17.7	61,4	3,6	9,3	15,3	21,8	32,8

Таблица 7.3 - Компонентный состав нефти

№ п/п	Наименование параметра	Пласт					
		C1t (Т1),	C1bb (Бб1+Бб2)	C1tl (Тл2-б)	C2b (Бш1)	C2vr (B3B4)	C2ks-vr (KB1)
1	Молярная концентрация компонентов, %						
	- сероводород	-	-	-	0,45	-	-
	- двуокись углерода	1,51	1,96	0,11-0,87	0,11	1,77	1,77
	- азот+редкие	3,45	2,89	5,54-5,68	5,68	5,63	5,63
	в т.ч. гелий	-	-	-	-	-	-
	- метан	12,32	41,75	13,58-18,77	4,70	6,34	6,34
	- этан	2,60	12,13	4,26-8,29	4,52	6,15	6,15
	- пропан	3,33	6,50	3,12-8,78	2,49	5,98	5,98
	- изобутан	0,95	1,05	0,66-1,17	0,36	1,94	1,94
	- норм. бутан	2,50	3,09	1,85-2,00	0,51	3,60	3,60
	- изопентан	1,79	1,29	0,97-1,37	0,32	2,62	2,62
	- норм. пентан	1,52	1,62	0,87-1,75	0,28	1,74	1,74
	- гексаны	3,31	2,04	2,00-3,82	1,71	3,82	3,82
	- гептаны	66,69	25,68	50,74-63,80	78,87	60,41	60,41

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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

2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH

Лист

11

2	Молекулярная масса	220,34	67,33	179,19-188,69	216,15	179,61	179,61
3	Газосодержание (стандартная сепарация), м3/т	26,8	30,7	36,8-46,3	24,1	41,9	41,9
4	Плотность нефти, кг/м3	900	876	851-856	876	843	843

Таблица 7.4 - Физико-химические свойства и состав попутного нефтяного газа

№ п/п	Наименование параметра	Пласт					
		C1t (Т1)	C1bb (Б61+Б62)	C1tl (Тл2-б)	C2b (Бш1)	C2vr (В3В4)	C2ks-vr (КВ1)
1	Молярная концентрация компонентов, %						
	- сероводород	0,14	-	-	-	-	-
	- двуокись углерода	5,92	0,57	0,17-0,36	0,79	5,90	5,90
	- азот+редкие	12,19	29,80	17,50-18,93	33,27	19,43	19,43
	в т.ч. гелий	0,02	0,011	-	-	0,013	0,013
	- метан	48,11	39,62	37,34-40,97	18,21	20,69	20,69
	- этан	12,48	12,79	15,14-16,75	21,96	25,02	25,02
	- пропан	13,03	11,36	14,74-17,03	16,81	17,79	17,79
	- изобутан	2,13	1,78	2,53-2,82	3,03	3,95	3,95
	- норм. бутан	3,98	2,83	4,85-5,42	4,26	4,88	4,88
	- изопентан	0,97	0,74	1,35-1,54	1,06	1,32	1,32
	- норм. пентан	0,65	0,36	0,84-0,99	0,44	0,61	0,61
	- гексаны	0,41	0,14	0,29-0,44	0,16	0,39	0,39
	- гептаны	-	-	-	-	-	-
	- октаны	-	-	-	-	-	-
	- остаток C9+	-	-	-	-	-	-
2	Плотность						
	газа, кг/м3	1,184	1,143	1,221-1,276	1,340	1,406	1,406
	газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,984	0,95	1,014-1,060	1,113	1,168	1,168

Режим работы трубопроводов – круглосуточный, непрерывный.

Принципиальная технологическая схема системы сбора и транспорта продукции скважин проектируемых и расширяемых кустов Гавринского месторождения приведена в графической части данного тома.

Начало, конец, а также протяженность линейной части трубопроводов указаны в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Протяженность линейной части трубопроводов

№ п/п	Трубопровод	Пикеты ПК		Протяженность, км
		Начало	Конец	
1	Нефтегазосборный трубопровод «Куст	ПК0+00,00 (отсекающая за-	ПК2+08,55 (точка врезки в су-	0,209

Взам. инв. №

Подш. и дата

Инв. № подл.

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

2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH

Лист

12

№ п/п	Трубопровод	Пикеты ПК		Протяженность, км
		Начало	Конец	
	№2-- т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	движка на выходе с куста скважин)	существующий трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	
2	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №3 – т.вр. в трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	ПК0+00,00 (отсекающая за- движка на выходе с куста скважин)	ПК1+31,98 (точка врезки в су- ществующий трубо- провод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазо- сборный трубопро- вод от скв. №№1,4»»))	0,132
3	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №4 – т.вр. в трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв №№1,4»»	ПК0+00,00 (отсекающая за- движка на выходе с камеры пуска)	ПК11+59,24 (точка врезки в су- ществующий трубо- провод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазо- сборный трубопро- вод от скв №№1,4»»)	1,159
4	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №5 – т.вр. в трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»»	ПК0+00,00 (отсекающая за- движка на выходе с камеры пуска)	ПК12+09,72 (точка врезки в про- ектируемый трубо- провод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»))	1,210

С учетом наработанного опыта транспорт нефти предусмотрен по трубопроводной герметизированной схеме, как наиболее экономичный и безопасный.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

8.1 Расчеты

8.1.1 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет произведен в программной системе «Инженерный симулятор технологических процессов» для компьютерного моделирования технологий промышленного сбора и многофазного транспорта нефти, газа и конденсата.

Гидравлический расчет приведен в приложении А. Расчет произведен как для проектируемых трубопроводов, так и для существующих нефтегазосборных сетей.

На основании гидравлического расчета для строительства проектируемых трубопроводов приняты трубы диаметром DN80.

Согласно гидравлическому расчету давление на устьях скважин составляет:

- для куста №1 составляет 1,34 МПа,
- для куста №43 составляет 1,68 МПа,
- для куста №5 составляет 0,94 МПа,
- для куста №10А составляет 0,94 МПа,
- для куста №1513 составляет 2,36 МПа,
- для куста №567 составляет 1,73 МПа,
- для куста №16 бис составляет 0,50 МПа,
- для куста №568 составляет 2,09 МПа,
- для куста №51 составляет 1,17 МПа,
- для куста №20 составляет 0,98 МПа,
- для куста №569 составляет 2,17 МПа,
- для куста №32 составляет 0,80 МПа,
- для куста №9008 составляет 0,89 МПа,
- для куста №1353 бис составляет 1,45 МПа,
- для куста №9012 составляет 0,76 МПа,
- для куста №1578 составляет 0,91 МПа.

Расчетное давление трубопроводов принято 4,0 МПа - максимальное давление, при котором возможна нормальная работа подключаемого оборудования.

Рабочее давление и максимально допустимое рабочее давление проектируемых трубопроводов принято 4,0 МПа.

8.1.2 Расчет толщины стенки трубопроводов (линейная часть)

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

Расчет толщины стенки труб выполнен по формулам п.13.2 СП284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа» (с Изменением №1) от 24.06.2021 г.:

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH

Лист

14

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

t – расчетная толщина стенки, см;

γ_f – коэффициент надежности по нагрузке, принимается по табл. 6 СП284.1325800.2016. Для труб, у которых определяющей является нагрузка от внутреннего давления транспортируемой жидкой среды, $\gamma_f=1,15$;

η – коэффициент несущей способности, принимается по СП284.1325800.2016, п. 13.2, для труб $\eta=1$;

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

d_e – наружный диаметр трубы, $d_e=89$ мм, 114 мм, 219 мм;

R – напряжение материала стенки трубы, МПа.

Для трубопроводов, транспортирующих продукты, содержащие сероводород, R определяется по формуле:

$$R = \frac{R_{yn} * \gamma_s}{\gamma_n}, \text{ где}$$

R_{yn} – минимальное значение предела текучести металла трубы, $R_{yn}=245$ МПа для труб класса прочности К42 стали 20.

γ_s – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 12 СП284.1325800.2016 для трубопроводов II категории и продукции с низким содержанием сероводорода $\gamma_s = 0,6$;

γ_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимается по табл. 3 СП284.1325800.2016. Для трубопроводов $DN \leq 400$ мм и $p_n < 7,5$ МПа $\gamma_n=1,00$.

$$R = \frac{245 * 0,6}{1,0} = 147 \text{ МПа}$$

Толщина стенки проектируемых трубопроводов равна:

$$t = \frac{1.15 \cdot 1 \cdot 4.0 \cdot 89}{2(147 + 0.6 \cdot 1.15 \cdot 4.0)} = 1,37 \text{ мм}$$

Согласно п.13.2 СП284.1325800.2016 при назначении номинальной толщины стенки труб и соединительных деталей учитывается возможность коррозионных воздействий.

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

При определении толщин стенок трубопроводов к расчетной толщине стенки добавляются:

- С1 – минусовой допуск на изготовление труб:

согласно п.5 ГОСТ 8732-78 С1=15% от номинальной толщины стенки;

согласно п.1.8 ГОСТ 20295-85 С1=0,5мм;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

- С2 - прибавка 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 (применение покрытий и др.), их эффективности, проектируемого срока эксплуатации трубопровода. Во всех случаях величина такой прибавки составляет не менее 2 мм.

Результаты расчета представлены в таблице 8.1:

Таблица 8.1 – Результаты расчета толщины стенки

Наименование трубопровода	На- ружный диаметр мм	Толщина стенки. мм					Рраб./ Ррасч МПа
		расчет- ная S _R , мм	C1	C2	Расчетная (номиналь- ная) S _H , мм	Принятая (номиналь- ная) S, мм	
Нефтегазосбор- ный трубопро- вод «Куст №2-- т.вр. в трубо- провод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосбор- ный трубопро- вод от скв. №№1,4»»	89	1,37	0,75	2,0	4,12	5,0	4,0/4,0
Нефтегазосбор- ный трубопро- вод «Куст №3 – т.вр. в трубо- провод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосбор- ный трубопро- вод от скв. №№1,4»»	89	1,37	0,75	2,0	4,12	5,0	4,0/4,0
Нефтегазосбор- ный трубопро- вод «Куст №4 – т.вр. в трубо- провод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосбор- ный трубопро- вод от скв. №№1,4»»	89	1,37	0,75	2,0	4,12	5,0	4,0/4,0

Взам. инв. №

Подш. и дата

Инв. № подл.

Наименование трубопровода	На- ружный диаметр мм	Толщина стенки. мм					Рраб./ Ррасч МПа
		расчет- ная S_R , мм	C1	C2	Расчетная (номиналь- ная) S_H , мм	Принятая (номиналь- ная) S , мм	
Нефтегазосбор- ный трубопро- вод «Куст №5 – т.вр. в трубо- провод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазо- сборный трубо- провод от скв. №№1,4»»»	89	1,37	0,75	2,0	4,12	5,0	4,0/4,0

Для строительства трубопроводов приняты трубы с внутренним антикор- розионным покрытием 89x5,0(ГОСТ 8732-78).

8.1.3 Расчет безопасного ресурса эксплуатации трубопроводов

Согласно ОСТ 153-39.4-010-2002, ресурс трубопроводов определяется по формуле:

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

где δ_n - номинальная толщина стенки трубопровода, мм;

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

v_{cp} - средняя скорость коррозии, $v_{cp} = 0,08$ мм/год.

Отбраковочная толщина стенки определяется согласно п.4 ОСТ 153-39.4-010-2002:

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

либо

$$\delta_{отб} = \frac{nP\alpha D_n}{(0,9 \cdot R_2^H \cdot m_3 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} \leq 0,75, \text{ где}$$

R_1^H - нормативное временное сопротивление металла труб, для стали 20

$$R_1^H = 412 \text{ МПа};$$

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
							17

R_2^H - нормативный предел текучести металла труб, для стали 20
 $R_2^H = 245 \text{ МПа}$;

m_2 - коэффициент условий работы трубопровода, зависящий от транспортируемой среды: для горючих, токсичных, взрывоопасных жидкостей $m_2 = 0,75$;

m_3 - коэффициент работы материала трубопровода при повышенных температурах: для промышленных трубопроводов $m_3 = 1,0$.

$$\frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} = 245 \cdot 1,0 / (412 \cdot 0,75) = 0,793 \geq 0,75,$$

отбраковочная толщина определяется по формуле:

$$\delta_{отб} = \frac{n P \alpha D_n}{2(R_1 + n P)},$$

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

P - максимальное рабочее давление в трубопроводе, $P = 4,0 \text{ МПа}$;

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

D_n - наружный диаметр трубопровода, $0,089 \text{ м}$;

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

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot K_1, \text{ где}$$

K_1 - коэффициент однородности материала труб, для труб из углеродистой стали $K_1 = 0,8$;

m_1 - коэффициент условий работы материала труб при разрыве, $m_1 = 0,8$.

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

$$\delta_{отб} = \frac{1,2 \cdot 4 \cdot 1,0 \cdot 0,089}{2 \cdot (197,76 + 1,2 \cdot 4,0)} = 0,00105 \text{ м} = 1,05 \text{ мм}$$

Принимаемая величина отбраковочного размера не может быть менее приведенной в таблице 1 Приложения №8 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534, т.е. для труб диаметром 89, не может быть менее 2мм.

Принимаем наименьшую допустимую толщину стенки = 2мм.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH					18
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

Результаты расчета представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Результаты расчета безопасного ресурса трубопровода

Трубопровод	Максимальное рабочее давление, МПа	Наружный диаметр Дн, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная (критическая) толщина стенки, мм	Наименьшая допустимая толщина стенки, мм	Минусовой допуск на изготовление труб, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки с учетом минусового допуска, мм	Ресурс трубопровода, лет
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №2— т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	4,0	89	1,37	1,05	2,0	0,75	2,75	28,1
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №3 – т.вр. в трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	4,0	89	1,37	1,05	2,0	0,75	2,75	28,1

Взам. инв. №

Подш. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH

Лист

19

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

Трубопровод	Максимальное рабочее давление, МПа	Наружный диаметр Dн, мм	Расчетная толщина стенки, мм	Расчетная отбраковочная (критическая) толщина стенки, мм	Наименьшая допустимая толщина стенки, мм	Минусовой допуск на изготовление труб, мм	Принятая отбраковочная толщина стенки с учетом минусового допуска, мм	Ресурс трубопровода, лет
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №4 – т.вр. в трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв №№1,4»»	4,0	89	1,37	1,05	2,0	0,75	2,75	28,1
Нефтегазосборный трубопровод «Куст №5 – т.вр. в трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»»	4,0	89	1,37	1,05	2,0	0,75	2,75	28,1

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH

Лист

20

Расчетный срок эксплуатации трубопроводов составляет 28,1÷36,3лет. Назначенный срок эксплуатации трубопроводов, согласно ТУ ОТТ ООО «ЛУ-КОЙЛ-ПЕРМЬ», составляет 25 лет. По окончании срока назначенного ресурса трубопроводов эксплуатация трубопровода должна быть временно прекращена для оценки его остаточной прочности.

8.1.4 Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость

Расчет трубопровода на прочность и устойчивость выполнен согласно разделу 13 СП 284.1325800.2016.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку продольных напряжений необходимо проводить по условиям:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_1 \frac{\gamma_c}{0,9\gamma_n} R_{yn}$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{\gamma_c}{0,9\gamma_n} R_{yn}$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{\gamma_c}{0,9\gamma_n} R_{yn}} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{\gamma_c}{0,9\gamma_n} R_{yn}}$$

$\sigma_{пр}^H$ - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

$\sigma_{кц}^H$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа;

ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

R_{yn} - минимальное значение предела текучести металла трубы, для труб из стали 20 группы В класса прочности К42 - $R_{yn} = 245$ МПа;

γ_c - коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 4 СП284.1325800.2016 - для трубопроводов II категории $\gamma_c = 0,75$;

γ_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимается по СП284.1325800.2016, табл.3, - для трубопроводов DN ≤400 мм и PN <7,5МПа - $\gamma_n = 1,00$.

Кольцевые напряжения в трубопроводе определяются по формуле:

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p_n d_{\text{вн}}}{2t_{\text{ном}}}, \text{ где}$$

$t_{\text{ном}}$ – номинальная толщина стенки, мм;

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, мм;

p_n – рабочее внутреннее давление, МПа.

Для трубы 89х5:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{4,0 \cdot 79}{2 \cdot 5} = 31,6 \text{ МПа.}$$

Проверяем условие:

Для трубы 89х5:

$$31,6 \leq \frac{0,75 \cdot 245}{0,9 \cdot 1} = 204,17 \text{ МПа}$$

Условие выполняется.

Вычисляем Ψ_1 :

Для трубы 89х5:

$$\varphi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{31,6}{204,17}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{31,6}{204,17} = 0,921$$

Максимальные продольные осевые напряжения определяем по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha E \Delta t \pm \frac{E d_e}{2\rho},$$

где: μ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), $\mu=0,3$;

ρ - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, см, принимаем 8000см, 10000см и 20000см.

d_e – наружный диаметр труб, см. 8,9 см;

E - модуль упругости материала труб, $E=2,1 \times 10^6$ кгс/см²;

α - коэффициент линейного расширения материала труб, $\alpha=12 \times 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$;

Δt - расчетный температурный перепад, $^\circ\text{C}$.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Абсолютное значение максимального значения положительного $\Delta t_{(+)}$ или отрицательного $\Delta t_{(-)}$ температурного перепада, при котором толщина стенки определяется только из условий восприятия внутреннего давления, определяется:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_c}{0.9 \cdot \gamma_n} \cdot R_{уп}$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 2041,7}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6} = 24,3^\circ C$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu)}{\alpha \cdot E} \cdot \frac{\gamma_c}{0.9 \cdot \gamma_n} \cdot R_{уп}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-0,3) \cdot 2041,7}{12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6} = 56,7^\circ C$$

Для дальнейшего расчета принимаем большее из двух найденных значений, т.е. $56,7^\circ C$:

Для трубы 89х5:

$$\sigma_{пр}^н = 0,3 \cdot 316 - 12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 56,7 + \frac{2,1 \cdot 10^6 \cdot 8,9}{2 \cdot 8000} = -165,92 \text{ кг/см}^2$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений.

Проверяем условие:

Для трубы 89х5:

$$[16,592 \text{ МПа}] \leq 0,921 \frac{0,75 \cdot 245}{0,9 \cdot 1} = 188,037 \text{ МПа}$$

Условия прочности нефтегазосборных стальных трубопроводов соблюдены.

Результаты расчетов показывают, что выбранные конструктивные параметры трубопроводов (температурный перепад, толщина стенки) удовлетворяют перечисленным выше условиям, продольные осевые напряжения не превышают допустимые нагрузки и трубопроводы не подвергаются недопустимым пластическим деформациям.

Транспорт жидкости по трубопроводам осуществляется без нагрева. Трубопроводы имеют опуски и подъемы, участки с различными уклонами, а также повороты трасс, которые обеспечивают самокомпенсацию перемещений трубопроводов от изменения температуры и воздействия внутреннего давления.

Достаточность самокомпенсационных мероприятий подтверждена расчетом кольцевых и продольных напряжений.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH							23
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

8.1.5 Расчет на устойчивость положения против всплытия

Нефтегазосборный трубопровод «Куст №5 – т.вр. в трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»» на ПК10+93,0 пересекает ручей. Трубопровод предусмотрен из стальной трубы 89х5,0мм.

Расчет на устойчивость против всплытия трубопровода выполнен согласно методике, изложенной в СП284.1325800.2016, п.13.6, и согласно методике, изложенной в книге «Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов» П.И. Тиунов и др., Уфа., ДизайнПолиграфСервис., 2002.

Устойчивость положения против всплытия трубопровода проверяется по условию:

$$Q_{act} \leq Q_{pas} / \gamma_a,$$

где Q_{act} – суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Н/м;

Q_{pas} – суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес трубопровода), Н/м;

γ_a – коэффициент надежности устойчивого положения трубопровода, согласно таблице 16 СП284.1325800.2016 принимаем равным 1,1.

Нагрузка на трубопровод, действующая вверх, определяется по формуле:

$$Q_{act} = q_b + q_{изг},$$

где q_b – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н/м;

$q_{изг}$ – нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода, Н/м.

Нагрузка от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода определяется по формуле:

$$q_{изг} = \frac{32EI}{9\beta^2 R^3},$$

где E – модуль упругости стали, равный $2,05 \cdot 10^{11}$ Па;

I – момент инерции поперечного сечения трубы, m^4 ;

β – угол поворота оси трубопровода в вертикальной плоскости, радиан;

R – радиус кривизны рельефа дна траншеи, м.

Т.к. в месте пересечения ручья проектируемый трубопровод проложен прямолинейно, без поворотов и изгибов, упругий изгиб в расчете не учитываем ($q_{изг} = 0$).

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, определяется по формуле:

$$q_b = \frac{\pi D_n^2}{4} \rho_w g,$$

где D_n – наружный диаметр трубопровода, м;

ρ_w – плотность воды, принимаемая равной 1100 кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное $9,81$ м/с².

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH							24
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Нагрузка на трубопровод, действующая вниз, складывается из:

q_m - расчетной нагрузки от веса трубы;

q_{np} - расчетной нагрузки от веса продукта. Т.к. расчет ведется на наихудшие условия, для незаполненного трубопровода вес продукта равен 0.

Удерживающая способность грунта при переходе через водные преграды не учитывается.

Собственный вес трубопровода определяется:

$$Q_{pas} = q_{mp} = m_{mp} g,$$

где m_{mp} – масса 1 п.м. трубопровода, кг.

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3– Результаты расчета устойчивости положения

Наименование участков		$D_n \times S$ трубы, мм	γ_a	$Q_{act},$ Н/м	$Q_{pas}/\gamma_a,$ Н/м	Условие $Q_{act} \leq Q_{pas} / \gamma_a$
Русловая часть ши- риной до 200м	Нефтегазосборный трубопровод	89x5	1,1	67,1	$101,6/1,1 =$ 92,4	выполняется
ПК10+93.1 ручей	Кожух	325x10	1,1	886,0	718,6	не выполня- ется

Условие устойчивости для нефтегазосборного трубопровода $\varnothing 89 \times 5$ выполняется, поэтому установка утяжелителей не предусматривается.

Устойчивость положения против всплытия трубопроводов, прокладываемых в русловой части и на обводненных участках в пределах ГВВ 1% обеспеченности через ручей ПК10+93.1 не выполняется, поэтому проектной документацией предусматривается установка утяжелителей.

Шаг расстановки утяжелителей определяется по формуле:

$$L = (m_z g - \rho_w g V_z) / q_{б.в}^n,$$

где:

m_z – масса утяжелителя, кг;

V_z – объем утяжелителя, м³.

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

$$q_{б.в}^n = \frac{1}{n_b} (\gamma_a q_w + q_{изг} - q_{mp}),$$

где:

n_b – коэффициент надежности по нагрузке равный 0,9.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
							25

Исходные данные и результаты расчета шага расстановки утяжелителей приведены в таблице 8.3.1

Таблица 8.3.1 Исходные данные и результаты расчета шага расстановки утяжелителей

Участок трассы	Марка утяжелителя	Дн х S трубы, мм	Масса пригруза, т	Объем пригруза, м ³	Шаг расстановки пригрузов, м	Q_{act} , Н/м	$Q_{pas}/k_{n.f}$, Н/м
1	2	3	4	5	6	7	8
Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №5 – т.вр. в трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»							
ПК10+93.1 ручей	УТК-325	325x10	0,552	0,24	8,0	886,0	1220,3

Проверяем условие устойчивости положения против всплытия с учетом балластировки:

$$Q_{akt} \leq Q_{pas} / k_{n.f}$$

Условие выполнено.

Для исключения вероятности всплытия трубопроводов в русловой части для балластировки устанавливаются утяжелители железобетонные кольцевые типа 2УТК-325-12.

Для защиты поверхности трубы от повреждения железобетонными утяжелителями предусмотрены полимерные уплотнительные коврики из скального листа.

Количество и шаг установки утяжелителей, приведены в графических приложениях Раздела 2 «Проект полосы отвода».

8.2 Обоснование материального исполнения и противокоррозионной защиты труб

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

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

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

Взам. инв. №									
Подп. и дата									
Инв. № подл.									
									Лист
									26
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH			

Состав проектируемых линейных сооружений приведен в таблице 8.4.

Таблица 8.4– Состав проектируемых линейных сооружений

№, п/п	Наименование	Ед.изм	Кол.	Характеристика
Куст №2 (расширение)				
1	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	км	0,209	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием
Куст №3 (расширение)				
1	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №3 – т.вр. в трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	км	0,132	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием
Куст №4				
1	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №4 – т.вр. в трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	км	1,159	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием
Куст №5				
1	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №5 – т.вр. в трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»»	км	1,210	Ø89х5, ГОСТ 8732-78 из стали 20 ГОСТ 8731-74, с заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием

Запроектированное оборудование (устройства пуска-приема ОУ), запорная арматура и трубопроводы являются новым оборудованием.

Диаметр трубопроводов и толщина стенки приняты на основании гидравлического и прочностного расчетов.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
							27

Строительство проектируемых нефтегазосборных трубопроводов принято из труб стальных бесшовных горячедеформированных 89×5,0мм по ГОСТ 8732-78 из стали 20, группа В (класс прочности К42) по ГОСТ 8731-74.

Номенклатура труб (наружный диаметр, длина) принята в соответствии с ГОСТ 8732-78 и ГОСТ 20295-85.

Предельные отклонения труб от номинальных размеров в соответствии с ГОСТ 8732-78 соответствуют:

- предельные отклонения по наружному диаметру не превышают $\pm 0,8\%$;
- предельные отклонения по толщине стенки не превышают $\pm 15\%$;
- овальность концов труб (отношение разности между наибольшим и наименьшим диаметром в одном сечении к номинальному диаметру) не превышает $0,8\%$;
- кривизна труб не превышает 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна – не более $0,2\%$ длины трубы.

Предельные отклонения труб от номинальных размеров в соответствии с ГОСТ 20295-85 соответствуют:

- предельные отклонения по наружному диаметру не превышают $\pm 2,0\text{мм}$;
- предельные отклонения по толщине стенки не превышают $\pm 0,5\text{мм}$;
- кривизна труб не превышает 1,5 мм на 1 м длины, а общая кривизна – не более $0,2\%$ длины трубы.

Трубы приняты стальные, с термообработкой, с испытанием на ударный изгиб по ГОСТ 9454-78 (ударной вязкостью не ниже $KCU=29,4 \text{ Дж/см}^2$ (3 кгс/см^2) при температуре испытания минус 60°C), с гидроиспытанием каждой трубы по ГОСТ 3845-2017, 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.

Для подземных участков проектируемых трубопроводов приняты трубы с заводским наружным трехслойным покрытием усиленного типа из экструдированного полиэтилена и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014.

Для надземных участков проектируемых трубопроводов приняты трубы с заводским внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014.

Наружное покрытие труб состоит из слоя эпоксидной грунтовки, адгезионного подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя (данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №1 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1)).

Внутреннее покрытие труб состоит из слоя эпоксидно-фенольного праймера и наружного слоя порошковой эпоксидной краски.

Фасонные части стальных трубопроводов приняты по ГОСТ 17375-2001 (отводы) и ГОСТ 17376-2001 (тройники). Помимо отводов по ГОСТ 17375-2001, предусматриваются гнутые отводы с радиусомгиба 5D. Материал – сталь 20.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH					28
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

Гнутые отводы предусмотрены с заводским наружным двухслойным покрытием и с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014. Наружное и внутреннее двухслойное покрытие гнутых отводов состоит из слоя фенольного (эпокси-фенольного) праймера и слоя на основе порошковой или жидкой краски на основе терморепреактивных смол (данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №4 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1)).

Остальные детали трубопроводов предусмотрены с заводским внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и с защитой внутренней зоны сварного шва втулками CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014. Для установки защитных втулок на концах деталей трубопроводов привариваются катушки.

Наружная изоляция подземных деталей трубопроводов, не изолированных в заводских условиях, предусматривается в трассовых условиях термоусаживающимися лентами. Наружная изоляция подземных сварных стыков предусматривается термоусаживающимися манжетами. Данное изоляционное покрытие соответствует конструкции №14 по ГОСТ Р 51164-98 (таблице №1).

Расчетный срок службы труб и деталей – 25 лет.

Контроль сварных стыков – 100% радиографическим методом.

Для соединения труб применяется электродуговая сварка. Сварка труб и контроль сварных соединений выполняются в соответствии с СП284.1325800.2016, ВСН 006-89 и ВСН 012-88. Применяемые сварочные материалы должны обеспечивать равнопрочность сварного шва и основного металла трубы.

Парциальное давление сероводорода для продукции проектируемых скважин, осуществляющих добычу с пластов C1t (Т1) и C2b (Бш1), составляет 400 Па (при 4,0МПа). Согласно СП 284.1325800.2016, п.13.2, газ, содержащий сероводород с парциальным давлением от 300Па до 10000Па при рабочем давлении, относится к средам с низким содержанием сероводорода.

Необходимость применения оборудования и трубопроводов в стойком к СКР исполнении определена согласно ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п.п.68, 556, 1460, приложение №4 (табл.№1). При значениях абсолютного давления более 18,6 кгс/см² и парциальном давлении сероводорода более 345Па требуется применение оборудования, стойкого к СКР.

Проектом принято:

- применение запорной арматуры и оборудования в коррозионно-стойком исполнении;
- применение трубопроводов с защитным антикоррозионным покрытием.

В соответствии с пп. 5.8, 6.14.7, 6.14.8 ГОСТ Р 58367-2019 и ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п.п. 556, 1460, приложение №4 (табл.№1), для трубопроводов, транспортирующих продукцию, содержащую сероводород, предусмотрены следующие способы защиты:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист	29	
									Взам. инв. №
									Подп. и дата
Инд. № подл.									

- предотвращение попадания в добываемую нефтегазоводяную эмульсию кислорода из атмосферы;
- применение внутреннего антикоррозионного покрытия;
- применение термообработанных труб;
- повышенная толщина стенки трубопроводов;
- технологические методы защиты, в т.ч. очистка внутренней поверхности от отложений промывкой и с применением устройств запуска и приема ОУ, поддержание гидродинамического режима транспорта, препятствующего выпадению свободной воды из нефтяного потока, расслоению нефтегазоводяной эмульсии;
- проведение периодических ревизий трубопроводов и технического диагностирования участков повышенной опасности промысловых трубопроводов, в рамках которых проводится оценка коррозионного износа методами ультразвуковой и магнитной толщинометрии. Для трубопроводов категории II периодичность проведения ревизий - не реже 1 раза в 2 года, периодичность технического диагностирования участков повышенной опасности - 1 раз в год.
- проведение периодических специальных исследований коррозионного износа трубопроводов с привлечением специализированных организаций.
- проведение периодических контрольных исследований нефтегазоводяной эмульсии с целью определения коррозионной активности перекачиваемой среды. Контроль за коррозией в трубопроводах Гавринского н/м выполняется силами подрядной организации - филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИ-Пинефть» в городе Перми. Отбор проб производится 1 раз в месяц с последующими лабораторными исследованиями и измерениями скорости коррозии прибором «Монитор». В случае выявления по результатам исследований высокой коррозионной активности добываемой нефтегазоводяной эмульсии в процессе работы скважин, в случае необходимости, будет организована подача реагента в скважину;
- в системе сбора имеются существующие узлы мониторинга коррозии.

При выборе материалов трубопроводов учтены требования ГОСТ Р 53679-2009 «Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию» и ГОСТ Р 53678-2009 «Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов».

Согласно ГОСТ Р 53679-2009, п.7, и ГОСТ Р 53678-2009, табл.А.2, трубы из стали групп А и В классов прочности К42-К65 могут быть стойкими к сероводородному коррозионному растрескиванию под напряжением. Проектом приняты трубопроводы из стали 20 группы В (с нормированием механических свойств и химического состава) класса прочности К42.

Согласно ГОСТ Р 53678-2009, п.7.3.1, регулирование твердости сварных швов может быть достаточным средством достижения стойкости к сероводородному коррозионному растрескиванию. Согласно ГОСТ Р 53678-2009, таблица А.1, допустимое максимальное значение твердости сварных швов составляет 250HV (по шкале Виккерса). Согласно ВСН 006-89, п.2.11.3, при сварке трубо-

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

проводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды, величина твердости сварных швов не должна превышать 220HV (по шкале Бринеля), что соответствует 226HV (по шкале Виккерса), и обеспечивает выполнение требований ГОСТ Р 53678-2009.

Согласно ГОСТ Р 53679-2009, п.8.3, оценка коррозионной стойкости применяемых материалов может быть подтверждена лабораторными испытаниями. Проектом предусмотрено применение труб с внутренним защитным эпоксидным антикоррозионным покрытием (по ТУ 1309-003-52534308-2013) с применением втулок защиты сварных швов с полимерным покрытием (по ТУ 1390-001-09308923-2014). Антикоррозионные свойства эпоксидного внутреннего покрытия и втулок защиты сварных швов подтверждены испытаниями на заводе-изготовителе. Технические условия на трубы с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием приведены в приложении Б (см. приложение Б, п.4.2.6, таблица 4, пп.6.1.8.6, 6.1.8.7); технические условия на втулки CPS с полимерным покрытием приведены в приложении В (см. приложение В, пп. 2.3.4, 2.5.6, таблица 2).

8.3 Технологическая характеристика линейного объекта. Обеспечение надежности и устойчивости трубопроводов

Прохождение трасс трубопроводов запроектировано согласно акту выбора земельных участков.

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

Проектной документацией предусматривается подземный способ укладки трубопроводов.

Глубина заложения трубопровода вне постоянных проездов принята не менее 0,8 м до верха трубы, исходя из свойств грунта и в соответствии с СП284.1325800.2016, п. 9.3.1.

Трассы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов пересекают существующие и проектируемые трубопроводы и кабели. Ведомость пересекаемых коммуникаций приведена в томе 2.1. При пересечении проектируемых трубопроводов с проектируемыми и существующими подземными трубопроводами, согласно СП284.1325800.2016, п. 8.3, расстояние между ними в свету принято не менее 0,35 м; при пересечении с подземными силовыми кабелями и кабелями связи – не менее 0,5 м. При пересечении проектируемых трубопроводов и газопроводов нефтегазосборные трубопроводы располагаются под газопроводом. Пересечение с подземными коммуникациями запроектировано под углом не менее 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода/кабеля.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

На участках, где проектируемые трубопроводы расположены в одном коридоре и следуют параллельно другим трубопроводам, расстояния между трубопроводами выдержано согласно таблице 8 СП284.1325800.2016 - для трубопроводов диаметром до 150мм – не менее 5м, для трубопроводов диаметром до 300мм – не менее 8м.

Трассы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов пересекают ВЛ-6кВ, ВЛ-10кВ. Ведомость пересекаемых ВЛ приведена в томе 2.1. Прохождение трасс трубопроводов в местах пересечения и сближения с охранной зоной ВЛ предусматривается согласно ПУЭ Глава 2.5 п.п. 2.5.287-2.5.290 для подземных трубопроводов, при этом соблюдаются габаритные расстояния от опор ВЛ в соответствии с ПУЭ.

В местах пересечений с ВЛ-6кВ, ВЛ-10кВ трубопровод проходит подземно, без устройства защитных кожухов, угол пересечения не нормирован. Расстояние от трубопровода до подземной части (фундаментов) опоры предусматривается не менее 5м.

В местах параллельного следования проектируемых трубопроводов и ВЛ-6кВ, ВЛ-10кВ расстояние от трубопровода до крайнего неотклонённого провода для ВЛ-6кВ предусматривается не менее 10м, для ВЛ-10кВ - не менее 15м.

Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №4 – т.вр. в трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв №№1,4»» на ПК10+29,9 пересекают существующую ВЛ-10кВ ПС «Куеда» - Потураевка» ОАО «МРСК Урала» - «Пермэнерго», находящиеся в ведении Чернушинской РЭС. Пересечения запроектированы согласно техническим условиям ОАО «МРСК». Пересечения запроектированы согласно техническим условиям ОАО «МРСК».

Работы в охранной зоне пересекаемых ВЛ проводятся в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 24.02.2009 № 160 (ред. от 21.12.2018) «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон», Приказа Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», Приказа Минтруда России от 11.12.2020 № 883н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве», Постановления Госстроя РФ от 23.07.2001 № 80 «О принятии строительных норм и правил Российской Федерации "Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. СНиП 12-03-2001"».

Трассы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов пересекают подъездные автодороги категории IV, V. Ведомость пересекаемых автодорог приведена в томе 2.1.

Пересечения запроектированы подземными, закрытым либо открытым способом, с углом пересечения не менее 60°, в защитных кожухах из стальных электросварных труб (согласно СП284.1325800.2016 п.10.4.2). Глубина заложения кожухов – от верхней образующей кожуха не менее 1,4 м до верха покрытия дороги и не менее 0,5м до дна водоотводной канавы (согласно СП284.1325800.2016 п.9.3.1). Концы кожуха выводятся на расстояние не менее 5

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
							32
Взам. инв. №							
Подл. и дата							
Инв. № подл.							

м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи (согласно СП284.1325800.2016 п.10.4.3) и защищаются специальными манжетами из диэлектрического материала.

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

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

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

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

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

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

Для механической защиты стальных труб с полиэтиленовым покрытием при прокладке в кожухе предусматриваются опорно-позиционирующие кольца.

На участках, где проектируемые трубопроводы следуют параллельно существующим промышленным автодорогам, расстояния между осью трубопровода и бровкой земляного полотна автодороги, в соответствии с СП284.1325800.2016, п.6.6 (табл.7, п.23), выдержано не менее 10м.

На пересечении с автодорогами на расстоянии 100м от оси трубопровода необходимо установить с согласованием ГИБДД дорожные знаки №3.27, №8.2.2 «Зона действия 200м» по ГОСТ Р 52290-2004 «Знаки дорожные. Общие технические условия», запрещающие остановку транспорта. Форму, размеры, цветораскраски принять в соответствии с ГОСТ Р 52289-2019 «Технические средства организации дорожного движения» и «Правила дорожного движения РФ».

Трасса нефтегазосборного трубопровода «Куст №5 – т.вр. в трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»» на ПК10+93,0 пересекает ручей шириной зеркала воды менее 10м и глубиной менее 1,5м. Ведомость пересекаемых водотоков приведена в томе 2.1.

Пересечение предусматривается подземным, укладка трубопровода производится с разработкой подводной траншеи (открытым способом).

Трубопровод при переходе через водную преграду, согласно СП284.1325800.2016, п.10.2.6, заглубляется на 0,5м ниже прогнозируемого размыва дна (в течение 25 лет), но не менее 1,0м от естественных отметок дна водоема.

В целях закрепления дна и откосов пересекаемой водной преграды от размыва предусмотрена каменная наброска по верху траншеи. Толщина каменной наброски 25см. Каменная наброска выполняется из щебня фракций 40-70 мм М 600, F-200 с коэффициентом размягчаемости $\geq 0,80$.

Каменная наброска выполняется без уменьшения глубины водотока.

Ивл. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
										33
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

. Прохождение трасс вблизи населенных пунктов запроектировано согласно СП284.1325800.2016, таблица 7 и п.6.6: расстояние от оси нефтегазосборного трубопровода III класса до проектной городской черты (на расчетный срок 25 лет) населенного пункта принято не менее 75м.

Очистка внутренней поверхности проектируемого нефтегазосборного трубопроводов от куста №4 и куста №5 предусматривается с помощью устройств пуска/приема ОУ. Для остальных проектируемых нефтегазосборных трубопроводов устройства пуска и приема очистных устройств не предусмотрены ввиду небольшой протяженности трасс.

Проектом предусмотрены устройства пуска-приема очистных устройств полной заводской готовности. В качестве очистных устройств применяются полиуретановые торпеды. Запуск и прием очистных устройств осуществляется без прерывания потока транспортируемой среды. Контроль положения очистного устройства в камерах пуска и приема осуществляется с помощью сигнализатора прохождения ОУ, входящего в комплект поставки. Для замера давления в комплект поставки входит манометр. Положение затворов запорной арматуры в обвязке устройств пуска/приема контролируется обслуживающим персоналом визуально, во время ежесменных обходов оборудования. Также в комплекте поставки предусмотрены поддоны для сбора АСПО.

Материал корпуса и обвязки устройств пуска и приема принимается с учетом содержания в транспортируемой среде сероводорода, согласно унифицированной форме опросного листа для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на устройства пуска-приема DN80-300 PN до 6,3 МПа.

Установка устройства пуска ОУ предусмотрена в начале трассы нефтегазосборного трубопровода, на территории проектируемых кустов №4 и №5, установка устройства приема ОУ предусмотрена в конце трассы: вблизи точки врезки в существующий трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв №№1,4» для куста №4 и вблизи точки врезки в проектируемый трубопровод от куста №2.

После окончания операций по запуску/приему очистных устройств откачка нефтесодержащей жидкости из внутренней полости устройств предусмотрена вакуумной автоцистерной типа АКН-10 через герметичную, закрытую дренажную систему, обеспечивающую полный слив токсичной и взрывопожароопасной жидкости. Слив производится через герметичный маслобензостойкий рукав с БРС, с последующим вывозом и герметичным сливом через рукав в дренажную емкость на УППН «Куета».

Устройства пуска-приема размещаются на бетонных площадках с отбортовкой и колодцем для сбора ливневых стоков. Стоки отводятся в канализационную емкость с последующим вывозом автоцистернами на УППН " Куета ".

Площадка устройства приема ОУ, расположенная в конце трассы нефтегазосборного трубопровода, за пределами обвалования куста скважин, размещается в ограждении высотой 2,2 м с калиткой, запирающейся на замок. К площадке устройства приема предусмотрен подъезд автотранспорта. Искусственное освещение площадки не предусмотрено, поскольку, согласно «Регламента проведе-

Изм. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH							34
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

ния работ по очистке промысловых трубопроводов в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», работы по запуску/приему очистных устройств проводятся в светлое время суток при дневном освещении.

Срок службы устройств пуска-приема не менее 20 лет.

Также очистка проектируемых нефтегазосборных трубопроводов предусматривается методом периодической обработки в соответствии с «Инструкцией по очистке полостей трубопроводов ЦДНГ №2». Промывка горячей водой предусматривается периодически, в зависимости от роста давления в трубопроводе, согласно графику по очистке трубопроводов. Для проведения промывки в обвязке устьев скважин устанавливаются штуцеры с запорным клапаном DN20 PN4,0МПа для ввода горячей жидкости. Горячая жидкость доставляется в автоцистернах с УППН " Куеда ". При промывке горячая жидкость закачивается в трубопровод и затем транспортируется вместе с продукцией скважин.

Для снижения вязкости транспортируемой нефтегазоводяной эмульсии на территории проектируемых кустов скважин организована подача деэмульгатора. Ввод деэмульгатора предусматривается насосом-дозатором, входящим в состав устьевого блока подачи реагента (УБПР). Ввод хим.реагента предусматривается в нефтегазосборный трубопровод в обвязке отсекающей задвижки куста, либо в обвязку одной из скважин куста. Количество вводимого реагента рассчитывается в процессе эксплуатации исходя из фактических свойств транспортируемой среды.

Также в данном проекте в связи со строительством подъездных автодорог категории IV к проектируемым кустам скважин предусмотрены мероприятия по защите существующих нефтепроводов в местах их пересечения с проектируемыми автодорогами. Места пересечений указаны в томе 2.2.

Защита существующих нефтепроводов предусмотрена путем установки на них защитных кожухов из стальных сварных труб по ГОСТ 10704-91 из стали 10 по ГОСТ 10705-80 (класс прочности К34). Кожухи устанавливаются до строительства автодорог.

Глубина заложения кожухов – от верхней образующей кожуха не менее 1,4 м до верха покрытия дороги и не менее 0,5м до дна водоотводной канавы (согласно СП284.1325800.2016 п.9.3.1).

Концы кожухов выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи (согласно СП284.1325800.2016 п.10.4.3) и защищаются специальными манжетами из диэлектрического материала.

Кожухи выполняются из труб, разрезанных по продольной оси, образующих скорлупы, которые после монтажа свариваются. После установки под трубопроводом одной из половин кожуха сверху приваривается вторая половина. Для защиты изоляции существующего трубопровода от перегрева при сварке трубопровод в пределах длины защитного кожуха закрывается асбестовым картоном, для защиты от механических повреждений – разработка траншеи производится вручную.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист	35	
									Взам. инв. №
									Подп. и дата
Инд. № подл.									

Для защиты кожухов от почвенной коррозии предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа.

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

Для защиты трубопроводов от морозного пучения при прокладке в грунтах, проявляющих пучинистые свойства, предусмотрено прохождение трубопроводов ниже глубины промерзания.

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

Металлические трубопроводы и кожуха для защиты от коррозии подключаются к системе электрохимзащиты и заземления.

Контроль герметичности проектируемых трубопроводов осуществляется с помощью манометров и датчиков давления, установленных в обвязке скважин, в обвязке отключающих задвижек куста скважин, на узлах подключения.

Трассы трубопроводов закрепляются на местности указательными знаками согласно СП284.1325800.2016, п.9.3.12. В начале, в конце трассы трубопровода, на углах поворота, через каждые 500м, при переходах через естественные и искусственные преграды установлены указательные знаки в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Знак содержит информацию о местоположении оси трубопровода, километре и пикете трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации.

Надежность и устойчивость проектируемых трубопроводов обеспечивается следующими проектными решениями:

- Свойства исходных материалов для сооружения трубопроводов (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий) приняты в соответствии с требованиями нормативных документов (СП284.1325800.2016, ГОСТ, ТУ на эти изделия).

- Конструктивные характеристики трубопроводов (толщина стенки труб и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (СП284.1325800.2016).

- 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 и внутреннего антикоррозионного покрытия, средств электрохимзащиты и других решений.

- Прокладка трубопровода обеспечивает возможность самокомпенсации перемещений трубопровода от изменения температуры и воздействия внутреннего давления за счет углов поворота трассы, участков с различными уклонами. До-

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
										36

статочность самокомпенсационных мероприятий подтверждена расчетом на прочность и расчетом продольных напряжений.

Трубопровод испытывает нагрузки и воздействия:

- собственный вес трубопровода, арматуры;
- вес изоляции;
- вес давления грунта (для подземных участков);
- предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб);
- внутреннее давление газообразной и жидкой транспортируемой среды;
- вес газообразной и жидкой транспортируемой среды;
- температурный перепад металла стенок трубопровода;
- неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (осадки, пучения);
- снеговая (для надземных участков);
- гололедная (для надземных участков);
- ветровая (для надземных участков);
- транспортирование отдельных секций, сооружение трубопроводов, испытание;
- нарушения технологического процесса, временные неисправности или поломки оборудования;
- неравномерные деформации грунта, сопровождающиеся изменением его структуры.

После завершения строительно-монтажных и пусконаладочных работ при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении и капитальном ремонте, после испытания на прочность и герметичность проводится комплексное опробование оборудования и систем, в ходе которого выполняется проверка, регулировка и обеспечение совместной взаимосвязанной работы оборудования в предусмотренном проекте технологическом процессе на холостом ходу с последующим переводом оборудования на работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим, обеспечивающий выпуск первой партии продукции в объеме, установленном на начальный период освоения проектной мощности объекта, в соответствии с временным технологическим регламентом, разработанным в объеме требований РД-07-11.1-001-14 «Требования к пусконаладочным работам оборудования, систем и объектов, завершаемых строительством, ремонтом, реконструкцией и модернизацией» и «Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила в безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020г. №534.

Заполнение ПТ транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием ПТ. Заполнение и комплексное опробование должно проводиться в соответствии с планом мероприятий, установленным проектной документацией.

Комплексное опробование включает в себя пусконаладочные работы, выполняемые после производства индивидуальных испытаний и их приемки рабо-

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH							37
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

чей комиссией, связанные с комплексным опробованием всего трубопровода до приемки объекта в эксплуатацию государственной приемочной комиссией.

Объем и порядок выполнения работ по комплексному опробованию узлов и оборудования, количество необходимого эксплуатационного персонала, топливо-энергетических ресурсов, материалов, сырья определяются отраслевыми правилами приемки объектов в эксплуатацию.

Комплексное опробование осуществляется эксплуатационным персоналом заказчика с участием инженерно-технических работников генерального подрядчика, проектных и субподрядных монтажных организаций, а также персонала предприятий - изготовителей оборудования.

8.3.1 Расположение запорной арматуры по трассам трубопроводов

Расположение запорной арматуры по трассам проектируемых трубопроводов приведено в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Расположение запорной арматуры

№ п/п	Трубопровод	Пикеты ПК	Назначение
1	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №2— т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	ПК0+00,00	Отключающая задвижка PN4,0МПа DN80 на территории куста скважин №2
		ПК2+08,55	Узел подключения. Узел врезки в существующий выкидной трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4» (задвижка PN 4,0МПа DN 80 + обратный клапан PN4,0МПа DN 80)
2	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №3 – т.вр. в трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»	ПК0+00,00	Отключающая задвижка PN4,0МПа DN80 на территории куста скважин №3
		ПК1+31,98	Узел подключения. Точка врезки в переустраиваемый участок нефтегазосборного трубопровода «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4» (задвижка PN 4,0МПа DN 80 + обратный клапан PN4,0МПа DN 80)
3	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №4 – т.вр. в	ПК0+00,00	Отключающая задвижка PN4,0МПа DN80 на территории куста скважин №4 (Камера пуска)

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
							38

№ п/п	Трубопровод	Пикеты ПК	Назначение
	трубопровод «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв №№1,4»»	ПК11+59,24	Узел подключения. Точка врезки в переустраиваемый участок нефтегазосборного трубопровода «Скв. №3 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв №№1,4» (задвижка PN 4,0МПа DN 80 + обратный клапан PN4,0МПа DN 80)
4	Нефтегазосборный трубопровод «Куст №5 – т.вр. в трубопровод «Куст №2 – т.вр. в трубопровод «Скв. №2 – т.вр. в нефтегазосборный трубопровод от скв. №№1,4»»»	ПК0+00,00	Отключающая задвижка PN4,0МПа DN80 на территории куста скважин №5 (Камера пуска)
		ПК12+09,72	Узел подключения. Точка врезки в проектируемый нефтегазосборный трубопровод от Куста №2 (задвижка PN 4,0МПа DN 80 + обратный клапан PN4,0МПа DN 80)

Отключающие задвижки предусмотрены в начале и в конце проектируемых трубопроводов. Врезки в конце трубопроводов предусматривается выполнять через узел, состоящий из задвижек PN4,0МПа DN80 и обратного клапана PN4,0МПа DN80. Врезки предусмотрены подземные, через тройник.

Запорная арматура предусматривается с ручным управлением (согласно п. 9.2.2 СП284.1325800.2016, т.к. проектируемые трубопроводы относятся к III классу).

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С - от + 5 до +130 (при пропарке);
- 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;
- срок службы, лет – 30.
- климатическое исполнение – УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Материал задвижек и обратных клапанов принят для среды с содержанием $H_2S < 6\%$ согласно типовому альбому индивидуальных параметров арматуры категории №1 («Задвижки стальные для промышленных и технологических трубопроводов») и типовому альбому индивидуальных параметров арматуры категории №4 («Обратная арматура прямого действия (клапаны обратные)»), утвержденным Вице-президентом ПАО «ЛУКОЙЛ» по добыче нефти и газа в России С.А. Кочуровым 27.08.2021 г.

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

								2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				39

Узлы проектируемых нефтегазосборных трубопроводов, расположенные за пределами обвалований кустов скважин, размещаются в металлических сетчатых ограждениях высотой 2,0 м. Конструкция калитки исключает ударное соприкосновение деталей, что обеспечивает искробезопасность; исключение скопления мусора и снега обеспечивается наличием сетчатого ограждения.

Уклон поверхности в местах расположения узлов не превышает 0,5%, при данных уклонах вертикальная планировка под узлы задвижек не предусматривается.

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

Для защиты от коррозии проектируемые узлы заземляются.

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 6 лет. Подготовка стальной поверхности под окрашивание выполняется абразивно-струйной очисткой.

Теплоизоляция арматуры и надземных участков линейной части трубопроводов не предусматривается ввиду малой протяженности надземных участков.

8.4 Очистка и гидравлическое испытание трубопроводов

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы после окончания строительства подвергаются очистке полости, испытанию на прочность и герметичность.

Очистку и гидравлическое испытание трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями СП284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ» (с Изменением №1) от 24.06.2021 г.

Заполнить трубопроводы водой в объеме 10-15% объема полости очищаемого трубопровода.

Очистить внутреннюю поверхность трубопроводов от грязи водой без пропуска очистного поршня – для труб диаметром меньше 200мм, и с пропуском очистного поршня – для труб диаметром 200мм. Скорость потока жидкости при промывке предусмотрена не менее 5 км/час.

Промывка считается законченной, когда из сливного патрубка выходит струя незагрязненной жидкости.

Испытание трубопровода на прочность и проверку на герметичность следует проводить после полной готовности участка или всего трубопровода: укладке трубопровода в траншею и его полной засыпки. Испытание трубопроводов производить не ранее, чем через 24 часа после выполнения сварных работ на нефтепроводе.

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

										Лист
										40
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH				

Испытание трубопроводов предусматривается гидравлическое.

Максимально допустимое рабочее давление в трубопроводах принято 4,0МПа.

Давление гидравлического испытания на прочность для трубопроводов и их участков принято согласно СП284.1325800.2016 и указано в таблице 8.6. Категории участков трубопроводов определены в соответствии с СП284.1325800.2016.

Давление испытания на герметичность, согласно СП284.1325800.2016, равно рабочему давлению, время выдержки - не менее 12 часов.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопроводов входят:

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

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

Полное вытеснение воды произвести путем двукратной продувки воздухом. Продувка трубопроводов производится под давлением, равным рабочему. Продолжительность продувки - не менее 10 мин.

Вода для промывки и гидравлического испытания трубопроводов предусматривается привозной, из существующей разводящей сети УППН «Куюда».

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

Вода после промывки и испытания трубопровода перекачивается в автомобиль-цистерну и вывозится на УППН «Куюда», где закачивается в очистные сооружения.

Гидравлическое испытание трубопроводов выполнять по наряд-допуску.

Радиус опасной зоны при проведении гидравлических испытаний проектируемых трубопроводов принят согласно ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», приложение №7, табл.№2, и составляет 75м в обе стороны от оси трубопровода и 600м в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода.

Таблица 8.6– Параметры испытания нефтегазосборных трубопроводов на прочность

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	№ п/п	Наименование участков трубопроводов	Ка	Этапы испытания на прочность	Параметры испытания на прочность	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.
2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH													
Лист 41													

1	2	3	4	Давление, МПа	Продолжительность (час)
				Гидравлическим способом	
1	2	3	4	5	6
1.2	Переходы через водные преграды шириной зеркала воды в межень до 25м.	II	Первый этап - после укладки	5,0	12
			Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	4,4	12
3.4.	Переходы через автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий, внутренние межплощадочные автодороги промышленных предприятий, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	II	Первый этап - после укладки	6,0	6
			Второй этап - одновременно с прилегающими участками	4,4	12
8.	Узлы запуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов по 100м, примыкающие к ним	II	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах	5,0	12
			Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	4,4	12
9.	Пересечение с подземными коммуникациями, в пределах 20 м по обе стороны от пере-	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	6,0	6

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

№ п/п в табл.30 СП 284.1325800.2016	Наименование участков трубопроводов	Категории участков	Этапы испытания на прочность	Параметры испытания на прочность	
				Давление, МПа	Продолжительность (час)
				Гидравлическим способом	
1	2	3	4	5	6
	секаемой коммуникации		Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	4,4	12
14.	Узлы линейной запорной арматуры	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	5,0	6
			Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	4,4	12
17.	Узел подключения трубопровода к межпромысловому коллектору и примыкающие к нему участки длиной не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла	II	Первый этап - до укладки или крепления на опорах	6,0	12
			Второй этап - одновременно с прилегающими участками трубопровода	4,4	12
21.	Прочие трубопроводы, кроме указанных	II	В один этап одновременно со всем трубопроводом	4,4	12

Расчет потребности строительства в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах выполнен в Разделе 5 «Проект организации строительства» в соответствии с требованиями СП 48.13330.2019, исходя из годовых физических объемов строительно-монтажных работ и годовой производительности машин, механизмов и транспортных средствах.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

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

Пропускная способность трубопроводов принята в соответствии с прогнозируемым максимальным уровнем добычи жидкости и нефти на Батырбайском месторождении, при этом резервная пропускная способность не предусматривается. Для трубопроводов не предусматривается резервное оборудование, резервные нитки, поскольку обеспечена возможность остановки трубопроводов без создания аварийной ситуации.

8.6 Система диагностики состояния трубопроводов

Согласно ФНИП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п. 890, проектируемые нефтегазосборные трубопроводы имеют участки, относящиеся к особо опасным (пересечение с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями), и подвергаются предпусковой внутритрубной приборной диагностике в составе всего трубопровода.

Внутритрубное обследование (диагностирование) промысловых трубопроводов включает в себя следующие работы:

- анализ технической документации на трубопроводы;
- изучение особенностей ситуации прокладки трубопровода и его технической оснащённости;
- анализ соответствия обследуемых трубопроводов требованиям нормативной документации;
- 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, технического диагностирования и обслуживания;
- мобилизацию и доставку внутритрубных снарядов к месту производства работ и эвакуацию внутритрубных снарядов с объекта;
- подготовку и обслуживание в процессе производства работ камер приема-запуска внутритрубных снарядов и линейных задвижек;
- запасовку, запуск, прием и извлечение внутритрубных снарядов, в том числе и с применением грузоподъемных механизмов;
- пропуск поршня, с целью первоначального определения геометрических параметров сечения трубопровода. При свободном сечении внутренней полости трубы более 60% поршень не разрушается и гарантирует прохождение калибровочного поршня. В случае возможного застревания, внутритрубный снаряд обеспечивает возможность перекачки жидкости по трубопроводу в соответствии с технологическими режимами;
- калибровку трубопровода для определения минимального проходного сечения и углов поворота;

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH					44
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

- очистку полости трубопровода с помощью внутритрубных очистных поршней;
- очистку внутритрубных снарядов после проведения работ;
- обследование геометрии трубопровода на предмет обнаружения и измерения параметров вмятин, гофр и прочих особенностей геометрии;
- обследование на предмет обнаружения и измерения параметров дефектов потери металла коррозионного и заводского происхождения, наличия пор, включений неметаллического происхождения и аномалий поперечных сварных стыков, включая трещины, смещение кромок, непровары, превышение проплава, поры, шлаковые включения;
- составление схемы трубопровода с пошовной раскладкой труб;
- расчет ресурса трубопровода по критерию коррозионно-эрозионного износа;
- составление и согласование заключения о возможности эксплуатации трубопровода;
- при необходимости, оформление документов, связанных с землеотводом, и сдача земли землепользователям.

Диагностическое обследование трубопроводов во время эксплуатации проводится на основе договора с владельцем трубопровода специализированной диагностической организацией, имеющей аттестованную лабораторию и соответствующую лицензию на выполнение данного вида работ.

Основные методы контроля:

- комплексное обследование (диагностирование) промысловых трубопроводов;
- техническое диагностирование участков повышенной опасности промысловых трубопроводов (1 раз в год);
- внутритрубное обследование (диагностирование) промысловых трубопроводов.

Комплексное обследование (диагностирование) и техническое диагностирование участков повышенной опасности промысловых трубопроводов проводится по программе диагностирования, разработанной на основании технического задания.

Периодичность диагностики устанавливается Отделом технического надзора в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трасс, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков промысловых трубопроводов, но не реже:
 для трубопроводов I (B) категории - 1 раза в год;
 для трубопроводов II (C) категории - 1 раза в 2 года;
 для трубопроводов III (H, H1) категории - 1 раза в 4 года;
 для трубопроводов IV (H2) категории - 1 раза в 8 лет.
 Срок последующего контроля уточняется в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Оценка состояния контролируемого участка трубопровода осуществляется с обязательным использованием одного или нескольких методов технической диа-

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
							45

гностики с учетом конкретных условий, ответственности контролируемого объекта и требуемой надежности контроля. Основными методами контроля трубопроводов являются:

- традиционные (ультразвуковой, радиографический, акустический, магнитопорошковый);
- акустико-эмиссионный;
- внутритрубная диагностика;
- метод магнитной памяти металла;
- твердометрия;
- электрометрия;
- комбинация предыдущих методов.

Оптимальные сочетания, выбор и порядок применения методов неразрушающего контроля определяется в каждом конкретном случае с учетом разрешающей способности, выявляемости дефектов и производительности контроля.

Результаты контроля фиксируются в паспортах (эксплуатационных журналах) трубопроводов и соответствующих заключениях (актах) диагностической организации. Форма заключения (акта) устанавливается отделом технического надзора управления МЭМО ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ". В заключениях диагностической организации фиксируются следующие сведения:

-паспортно-эксплуатационные данные о трубопроводе (наименование, назначение, категория, протяженность, диаметр и толщина стенки, рабочее и технологическое давления, марка стали и ГОСТ, тип изоляции, год ввода в эксплуатацию);

-план и профиль трассы с расположением трубопровода на местности и нанесенными потенциально опасными участками трубопровода, местами расположения шурфов (с привязкой к пикетажам);

-заключение о глубине заложения трубопровода с пикетажем наземных и оголенных участков;

-заключения по электрометрическим измерениям: заключение о качестве и сплошности изоляционного покрытия с указанием пикетажа обнаруженных дефектов и заключение об эффективности работы ЭХЗ трубопровода с указанием пикетажа зон, не защищенных ЭХЗ;

-заключения о результатах визуального осмотра наземных, оголенных участков и участков в шурфах; перечень и пикетаж выявленных одиночных коррозионных повреждений и мест коррозионного и водородного растрескивания металла трубопровода;

-заключение о результатах ультразвуковой толщинометрии стенок трубопровода;

-заключение о результатах контроля механических (прочностных) характеристик металла трубы трубопровода;

-заключение о результатах исследования напряженно-деформированного состояния потенциально опасных участков трубопровода;

-заключение акустико-эмиссионного контроля потенциально опасных участков трубопровода;

-заключение о качестве проверенных сварных швов;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- расчет скорости коррозии стенки трубы трубопровода;
- расчет на прочность;
- расчет оценки остаточного ресурса характерных участков трубопровода.

Заключение прикладывается к паспорту (эксплуатационному журналу) трубопровода.

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

По данному проекту источниками загрязнения атмосферного воздуха при эксплуатации проектируемых линейных сооружений в рабочем режиме являются неплотности фланцевых соединений узлов запорной арматуры. Источники выбросов - неорганизованные.

Для определения возможности формирования на объектах в рабочем режиме и в аварийных ситуациях загазованных зон с опасной концентрацией вредных веществ проведены расчеты и оценка химического загрязнения атмосферного воздуха. Расчеты, схема расположения источников, величина выбросов, границы зон с различной концентрацией вредных веществ представлены в текстовой и графической частях тома 7.1 и тома 7.2.

Количество и состав выбросов в атмосферу от проектируемых сооружений приведен в разделе 7 «Мероприятий по охране окружающей среды».

Сбросы в водные источники отсутствуют.

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

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

- герметизированная схема технологического процесса;
- соединение труб между собой на сварке, трубопроводы не имеют фланцевых или других разъёмных соединений, кроме мест установки арматуры;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ. Переносные газоанализаторы применены в связи с тем, что проектируемые сооружения находятся на открытых, хорошо продуваемых территориях, рабочая среда относится к средам с низким содержанием сероводорода, постоянные рабочие места на проектируемых сооружениях отсутствуют;
- установка обратных клапанов в конце проектируемых трубопроводов, что уменьшает объем утечек жидкости при разгерметизации трубопровода.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

11 Перечень мероприятий по энергосбережению

Уменьшение потребления энергетических ресурсов предусмотрено следующими технологическими мероприятиями:

- определен оптимальный температурный режим сбора и транспорта продукции скважин;
- станции управления станков-качалок позволяют осуществить плавный пуск и остановку двигателя, улучшить эксплуатационные характеристики технологического оборудования, свести к минимуму возможность повреждения трубопроводов и оборудования гидроударом, а также обеспечить защиту электрической сети от пиковых нагрузок и оптимизировать эксплуатационные затраты;
- предусматривается максимально возможное сокращение энергопотребления и энергопотерь путем выбора оптимальных диаметров трубопроводов и способов их прокладки;
- выбор типа оборудования, труб, фланцевых соединений, прокладок и крепежных изделий в соответствии с транспортируемой средой, температурой, давлением;
- применение современной запорно-регулирующей арматуры герметичности класса «А», исключающей утечки через неплотности;
- применение закрытой герметичной однострубной системы сбора и транспорта скважинной продукции, что позволяет максимально исключить утечки от оборудования, арматуры и фланцевых соединений;
- предпочтительно применена подземная прокладка трубопроводов, что позволяет сократить тепловые потери в окружающую среду;
- применение трубопроводов с внутренним защитным покрытием, имеющих меньшее сопротивление (коэффициент шероховатости внутренней поверхности) по сравнению со стальными трубами и обеспечивающих меньшие потери давления в системе, и, как следствие, уменьшение энергопотребления;
- исключение наружной коррозии путем применения наружного покрытия трубопроводов и стыковых соединений, соответствующих требованиям ГОСТ Р 51164-98;
- рациональное использование энергетических ресурсов и их учет.

Более подробно мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов предусмотрено в томе 4.4 «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений».

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	48

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

Сведения об оборудовании, грузоподъемных, транспортных средствах и механизмах, используемых в процессе строительства, приведены в разделе 5 «Проект организации строительства».

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

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности приведены в томе 3.4 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием».

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

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил охраны труда предусматриваются следующие мероприятия:

- применение запорной арматуры;
- устройство подъездов ко всем технологическим объектам;
- ремонт оборудования производится только после его отключения и сброса давления;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от технологического режима;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- устройство стационарных лестниц, площадок и переходов для обслуживания оборудования и арматуры.

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

По техническим условиям заказчика не предусматриваются автоматизированные системы управления линейных объектов.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
							49

Контроль состояния трубопроводов осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление и температуру (установлены в обвязке проектируемых скважин, в узлах отсекающих задвижек и в точках подключения трубопроводов). Контроль технологических параметров работы трубопровода осуществляется круглосуточно оператором пульта управления добычи нефти и газа ЦДНГ-2.

Контроль герметичности проектируемых трубопроводов осуществляется с помощью датчиков давления, установленных в обвязке отсекающих задвижек кустов скважин, и с помощью манометров на узлах подключения. При угрозе аварийной ситуации (разгерметизации трубопровода, определяемой по падению давления) насосные агрегаты проектируемых кустов скважин останавливаются автоматически, формируются соответствующие аварийные сигналы: светозвуковые по месту и на АРМ оператора.

16 Решения по организации ремонтного хозяйства

В данном проекте организация ремонтного хозяйства не предусматривается. Необходимые ремонтные работы после ввода в эксплуатацию проектируемых объектов будут выполняться на существующей ремонтной базе ЦДНГ-2 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

17 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

Среди геологических процессов и явлений, осложняющих инженерно-геологические условия, на территории участка работ следует отметить подтопление, сезонное пучение грунтов.

Территория работ относится к постоянно подтопленным в естественных условиях (I-A), к потенциально подтопленным в результате ожидаемых техногенных воздействий (II-Б1) и длительных климатических изменений (II-A1).

В соответствии с геологическими и геоморфологическими условиями района изысканий, в периоды весеннего снеготаяния и затяжных дождей возможно формирование водоносного горизонта в слабофильтрующих грунтах на глубине от 0,0 до 1,5 м, а также подъем уровня грунтовых вод существующего водоносного горизонта на 0,5-1,0 м. Также, в условиях нарушенного поверхностного стока и неэффективном водоотводе возможно формирование временно существующего водоносного горизонта типа «верховодка» в крупнообломочных техногенных грунтах на границе с глинистыми грунтами.

Для защиты площадок кустов скважин от подтопления проектом предусмотрена вертикальная планировка территории с организацией поверхностного стока (см. раздел 4, часть 1).

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	Лист
										50

В пределах района работ грунты в зоне сезонного промерзания проявляют пучинистые свойства.

Нормативная глубина сезонного промерзания для суглинков и глин составляет 1,62 м; для супесей и песков мелких и пылеватых 1,97 м; для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 2,11 м; для крупнообломочных грунтов – 2,40 м.

Для защиты трубопроводов от морозного пучения при прокладке в грунтах, проявляющих пучинистые свойства, предусмотрено прохождение трубопроводов ниже глубины промерзания.

18 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий

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

Все аварии и инциденты подразделяются на:

– аварии, приведшие к чрезвычайным ситуациям, классификация их определена постановлением Правительства РФ от 21.05.2007 №304 «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», расследуются как чрезвычайные ситуации;

– аварии, приведшие к разрушению сооружений или технических устройств, неконтролируемому взрыву или (и) выбросу опасных веществ;

– инциденты, повлекшие за собой отказы или повреждения технических устройств, отклонения от режима технологических процессов, но не вызвавших разрушения сооружений и технических устройств.

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

Порядок и оформление материалов технического расследования причин аварий и инцидентов ведется в соответствии с «Порядком проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору».

Регистрация, учет, отчетность, ведение и хранение документов по авариям и инцидентам на объекте возлагается на лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию объекта, которое назначается приказом по предприятию.

При пуске и эксплуатации объектов П месторождения могут возникнуть аварийные ситуации, требующие немедленной их остановки.

Действие и распределение обязанностей среди обслуживающего персонала при ликвидации конкретных аварийных ситуаций предусмотрены «План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – ПЛА)», утвержденным руководителем предприятия.

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH							51
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Аварии на проектируемых объектах являются в первую очередь результатом нарушения технологического режима и правил эксплуатации сооружений, а также правил техники безопасности, но могут произойти и по причинам нетехнологического характера.

Аварийная остановка технологического оборудования и трубопроводов является вынужденной операцией и производится в следующих ситуациях:

– выход из строя какого-либо узла, без которого невозможно продолжить технологический процесс;

– порыв трубопровода;

– резкое повышение давления в системе;

– резкое понижение давления в системе;

– при пожаре на площадках;

– при отключении электроэнергии.

В планах указывается порядок оповещения и сбора должностных лиц, организации и производства аварийных работ.

При возникновении аварии оператор сообщает мастеру и диспетчеру предприятия и принимает меры по ликвидации возникшей аварии в соответствии с ПЛА.

При разгерметизации проектируемых нефтегазосборных трубопроводов оператор останавливает насосное оборудование скважин, на месте или дистанционно закрывает задвижки на нефтегазосборном трубопроводе; затем информирует диспетчера о принятых мерах по ликвидации аварии и делает краткую, но ясную запись о случившемся в сменном (вахтовом) журнале, фиксируя место, сущность, причину отказа, принятые меры.

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

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

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №					Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Под- пись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулиро- ванных				

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH

Лист

53

Приложение А

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH	

**Общество с ограниченной ответственностью
«Малое инновационное предприятие
«ПрогнозРНМ»**

**Гидравлический расчет в программном комплексе «ИСП» по объекту:
«Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения
(модуль 141)»**

Руководитель работы:

директор ООО «МИП «ПрогнозРНМ», к.т.н. _____ Илюшин П.Ю.

Пермь 2023

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель:

Директор ООО «МИП «ПрогнозРНМ»,
кандидат технических наук

Илюшин П.Ю.

Исполнители:

Ведущий инженер
ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Саитова Ю.М.

Инженер ООО «МИП «ПрогнозРНМ»

Халитов Т. Р.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ГАВРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	5
1.1. Исходные данные для гидравлического расчёта	5
1.2. Гидравлический расчёт текущего состояния системы сбора Гавринского месторождения	9
1.3. Гидравлический расчёт перспективного состояния системы сбора Гавринского месторождения.....	12
1.4. Гидравлический расчет пуска очистного снаряда по проектируемому нефтепроводу от Куста №4	67
1.5. Гидравлический расчет пуска очистного снаряда по проектируемому нефтепроводу от Куста №5	70
2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СИСТЕМЫ ППД ГАВРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	73
2.1. Исходные данные для гидравлического расчёта	73
2.2. Гидравлический расчёт текущего состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С).....	75
2.3. Гидравлический расчёт перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С).....	78
2.4. Гидравлический расчёт перспективного состояния проектируемой системы ППД Гавринского месторождения.....	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	106
СПИСОК ТАБЛИЦ	109
СПИСОК РИСУНКОВ	110

ВВЕДЕНИЕ

В отчете представлены результаты гидравлических расчетов текущего и перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения, а также результаты гидравлических расчетов текущего и перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения и проектируемой системы ППД Гавринского месторождения, согласно данным, предоставленным специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ.

В рамках работы сформированы расчетные гидравлические модели, проведены расчеты на основании предоставленных данных и проведенных лабораторных исследований по определению реологических свойств транспортируемой продукции, определены параметры работы проектируемых нефтепроводов при пропуске очистного устройства, проанализированы полученные результаты.

1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СИСТЕМЫ СБОРА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ГАВРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1. Исходные данные для гидравлического расчёта

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

Принципиальная схема сбора скважинной продукции Гавринского месторождения, предоставленная специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», приведена на рисунке 1.1.1.

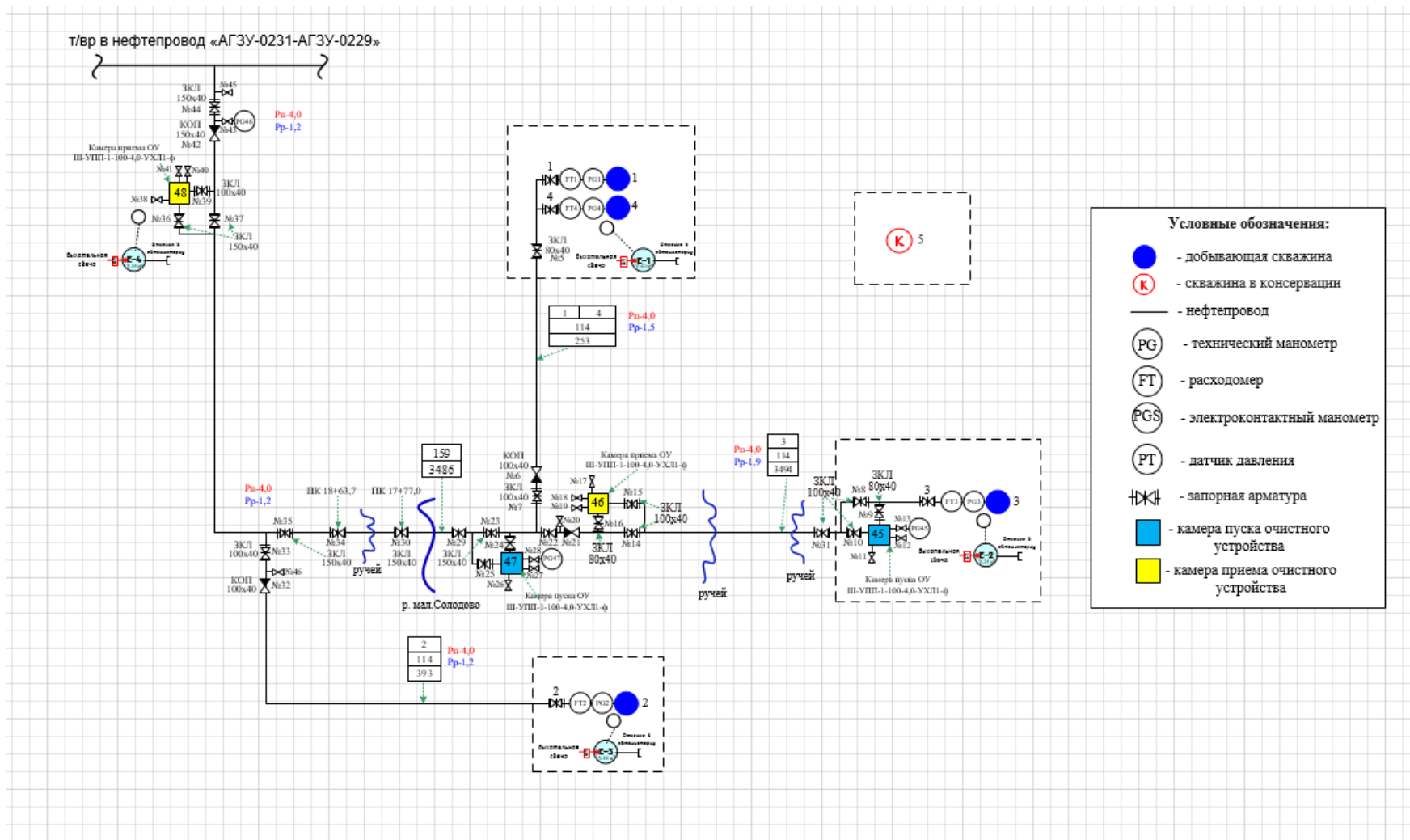


Рисунок 1.1.1 – Принципиальная схема сбора скважинной продукции Гавринского месторождения

Глубина залегания нефтепроводов в среднем составляет 1,5 м. Температура почвы на глубине залегания нефтепроводов принята в соответствии с данными Научно-прикладного справочника «Климат России».

Расчёт проводился при температуре грунта 5 °С на глубине прокладки нефтепроводов, температура жидкости составляет 5 °С.

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

Таблица 1.1.1

Значения динамической вязкости эмульсий при различной обводненности

Наименование объекта	Плотность нефти, кг/м ³	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
УСУ-0224 (АГЗУ-0230)	888	0	42,85
		20	138,00
		40	322,50
		60	778,00
		80	2203,00

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	Плотность газа, кг/м ³	Газовый фактор, м ³ /т
АГЗУ-0229	886	1125	1,36	36,2
АГЗУ-0230	887	1130		36,1
АГЗУ-0231	895	1102		29,4
Скв. 1	890	1117	1,10	20,4
Скв. 2	890	1117		20,4
Скв. 3	890	1117		29,4
Скв. 4	890	1117		30,0
Скв. 5	896	1 116		29,4
Скв. 6	909	1 128		30,8
Скв. 7	909	1 128		30,8
Скв. 10	909	1 128		30,8
Скв. 11	909	1 128		30,8

Объект	Плотность нефти, кг/м ³	Плотность воды, кг/м ³	Плотность газа, кг/м ³	Газовый фактор, м ³ /т
СКВ. 13	909	1 128	1,10	30,8
СКВ. 14	909	1 128		30,8
СКВ. 15	909	1 128		30,8
СКВ. 18	909	1 128		30,8
СКВ. 19	909	1 128		30,8
СКВ. 22	909	1 128		30,8
СКВ. 23	909	1 128		30,8
СКВ. 24	910	1 165		10,0
СКВ. 26	909	1 128		30,8
СКВ. 27	909	1 128		30,8
СКВ. 40	890	1 117		30,0
СКВ. 41	890	1 117		30,0
СКВ. 42	890	1 117		30,0
СКВ. 43	890	1 117		30,0
СКВ. 44	890	1 117		30,0
СКВ. 45	890	1 117		30,0
СКВ. 46	890	1 117		20,4
СКВ. 47	890	1 117		20,4
СКВ. 48	890	1 117		30,0
СКВ. 49	890	1 117		30,0
СКВ. 50	890	1 117		30,0
СКВ. 60	890	1 117		20,4
СКВ. 62	890	1 117		20,4
СКВ. 63	890	1 117		20,4
СКВ. 64	890	1 117		20,4
СКВ. 65	890	1 117		20,4
СКВ. 66	890	1 117		20,4
СКВ. 69	890	1 117		20,4
СКВ. 70	890	1 117		20,4
СКВ. 71	890	1 117		20,4
СКВ. 73	910	1 112		42,0
СКВ. 75	890	1 117		20,4
СКВ. 76	890	1 117	20,4	
СКВ. 77	890	1 117	20,4	
СКВ. 81	880	1 117	46,1	

Давление на входе в УСУ-0224, по данным Заказчика, принято 0,43 МПа.

1.2. Гидравлический расчёт текущего состояния системы сбора Гавринского месторождения

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

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

В таблице 1.2.1 приведены исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния системы сбора Гавринского месторождения.

На рисунке 1.2.1 представлена расчетная гидравлическая схема текущего состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения.

Таблица 1.2.1

Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения

Объект	Расход по жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %
АГЗУ-0229	275,6	43,1
АГЗУ-0230	120,1	38,3
АГЗУ-0231	10,7	47,4
Скв. 1	17,5	9,0
Скв. 2	6,0	16,0
Скв. 3	21,5	26,5
Скв. 4	23,0	9,0

В результате гидравлического расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения с использованием программного комплекса «ИСТП» были получены следующие данные, приведенные в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2

Сводные данные по результатам расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения

Объект	Давление по данным Заказчика, МПа	Расчётное давление, МПа	Расхождение, МПа
АГЗУ-0229	0,70	0,69	-0,01
АГЗУ-0230	0,70	0,82	0,12
АГЗУ-0231	0,70	0,80	0,10
Скв. 1	1,50	1,50	0,00
Скв. 2	1,10	1,18	0,08
Скв. 3	1,80	1,76	-0,04
Скв. 4	1,50	1,50	0,00

По результатам гидравлического расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения установлено, что расчётные давления в целом согласуются с фактическими, предоставленными специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ.

Отклонения не превышают $\pm 0,15$ МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

1.3. Гидравлический расчёт перспективного состояния системы сбора Гавринского месторождения

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

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

Расчеты проведены с использованием исходных данных, представленных в таблице 1.3.1. На рисунках 1.3.1-1.3.2 представлены расчетные гидравлические схемы перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения.

Для проектируемых выкидных трубопроводов принят вариант типоразмера 89х5 мм.

Для проектируемых сборных трубопроводов рассмотрены два варианта подключения и три варианта типоразмера:

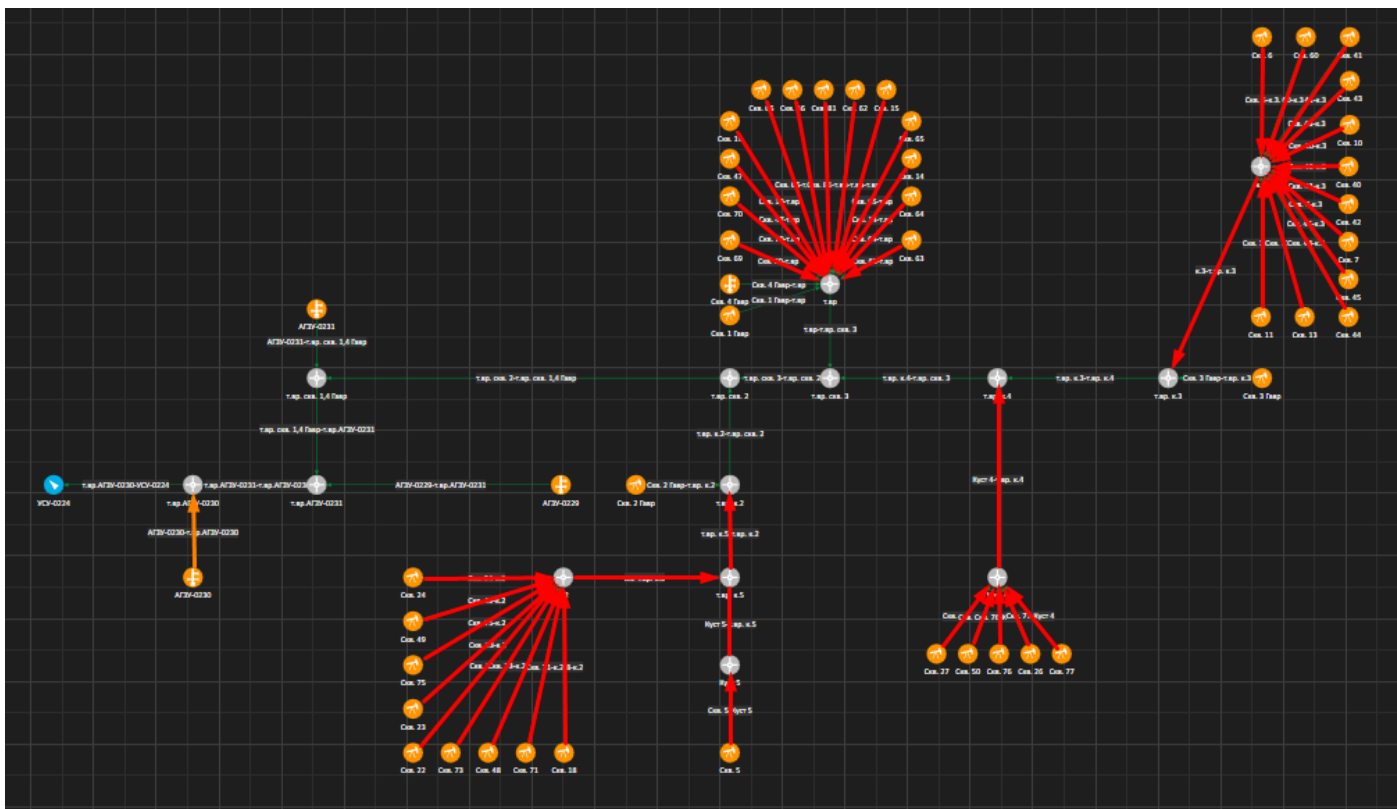
- 1 вариант: трубы типоразмером 89х5 мм;
- 2 вариант: трубы типоразмером 114х5 мм;
- 3 вариант: трубы типоразмером 159х5 мм.

Таблица 1.3.1

Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения

Объект	Расход по жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %
АГЗУ-0229	275,60	43,10
АГЗУ-0230	120,10	38,30
АГЗУ-0231	10,70	47,40
Скв. 1	17,50	9,00
Скв. 2	6,00	16,00
Скв. 3	21,50	26,50
Скв. 4	23,00	9,00
Скв. 5	16,92 (с учётом 20% запаса)	20,85
Скв. 6	27,96 (с учётом 20% запаса)	19,26
Скв. 7	38,52 (с учётом 20% запаса)	19,46
Скв. 10	33,84 (с учётом 20% запаса)	19,25
Скв. 11	25,56 (с учётом 20% запаса)	19,43
Скв. 13	30,12 (с учётом 20% запаса)	19,35
Скв. 14	12,00 (с учётом 20% запаса)	19,69
Скв. 15	23,04 (с учётом 20% запаса)	19,21
Скв. 18	20,28 (с учётом 20% запаса)	19,28
Скв. 19	29,52 (с учётом 20% запаса)	19,50
Скв. 22	11,28 (с учётом 20% запаса)	19,25
Скв. 23	8,52 (с учётом 20% запаса)	19,43
Скв. 24	11,28 (с учётом 20% запаса)	21,67
Скв. 26	17,88 (с учётом 20% запаса)	19,52
Скв. 27	17,64 (с учётом 20% запаса)	19,18
Скв. 40	24,96 (с учётом 20% запаса)	20,05
Скв. 41	28,68 (с учётом 20% запаса)	20,08
Скв. 42	27,72 (с учётом 20% запаса)	20,23
Скв. 43	28,08 (с учётом 20% запаса)	20,29
Скв. 44	29,28 (с учётом 20% запаса)	20,34
Скв. 45	19,44 (с учётом 20% запаса)	20,24
Скв. 46	42,72 (с учётом 20% запаса)	20,46
Скв. 47	47,28 (с учётом 20% запаса)	20,44
Скв. 48	12,36 (с учётом 20% запаса)	20,37
Скв. 49	13,68 (с учётом 20% запаса)	20,17

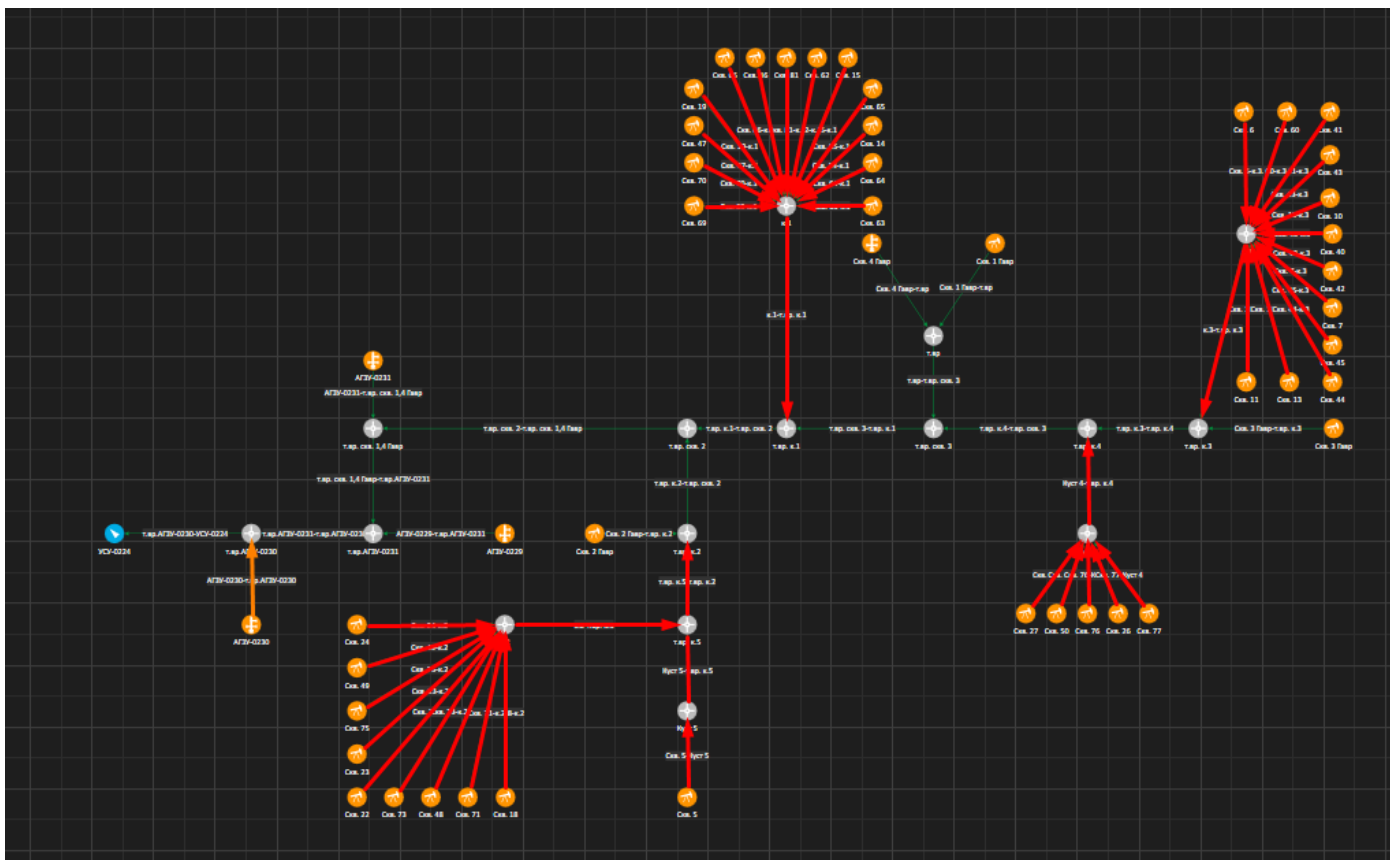
Объект	Расход по жидкости, м ³ /сут	Обводненность, %
Скв. 50	26,04 (с учётом 20% запаса)	20,26
Скв. 60	26,16 (с учётом 20% запаса)	22,69
Скв. 62	10,92 (с учётом 20% запаса)	19,74
Скв. 63	9,96 (с учётом 20% запаса)	20,13
Скв. 64	11,28 (с учётом 20% запаса)	19,91
Скв. 65	10,44 (с учётом 20% запаса)	19,93
Скв. 66	7,44 (с учётом 20% запаса)	20,26
Скв. 69	11,64 (с учётом 20% запаса)	20,07
Скв. 70	12,12 (с учётом 20% запаса)	19,90
Скв. 71	10,80 (с учётом 20% запаса)	20,10
Скв. 73	21,96 (с учётом 20% запаса)	24,34
Скв. 75	11,76 (с учётом 20% запаса)	19,74
Скв. 76	7,80 (с учётом 20% запаса)	20,48
Скв. 77	7,44 (с учётом 20% запаса)	20,26
Скв. 81	25,80 (с учётом 20% запаса)	21,78



 - Проектируемые трубопроводы

 - Ранее запроектированный трубопровод по объекту: «Строительство трубопроводов Красноярско-Куединского месторождения (2023-2025 гг.)»

Рисунок 1.3.1 – Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения (1 вариант подключения)



- Проектируемые трубопроводы

- Ранее запроектированный трубопровод по объекту: «Строительство трубопроводов Красноярско-Куединского месторождения (2023-2025 гг.)»

Рисунок 1.3.2 – Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения (2 вариант подключения)

В результате гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения, с использованием программного комплекса «ИСТП», были получены следующие данные, представленные в таблицах 1.3.2-1.3.3.

Таблица 1.3.2

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения (1 вариант подключения)

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчётное давление, МПа			Максимально разрешенное значение давления, МПа
		Вариант 89x5 мм	Вариант 114x5 мм	Вариант 159x5 мм	
АГЗУ-0229	0,69	1,09	1,09	1,09	4,00
АГЗУ-0230	0,82	1,08	1,08	1,08	4,00
АГЗУ-0231	0,80	1,54	1,54	1,54	4,00
Скв. 1	1,50	2,42	2,42	2,42	4,00
Скв. 2	1,18	2,04	2,04	2,04	4,00
Скв. 3	1,76	2,98	2,98	2,98	4,00
Скв. 4	1,50	2,42	2,42	2,42	4,00
Скв. 5	-	2,16	2,14	2,14	4,00
Скв. 6	-	3,02	2,99	2,99	4,00
Скв. 7	-	3,01	2,98	2,98	4,00
Скв. 10	-	3,02	3,00	2,99	4,00
Скв. 11	-	2,99	2,97	2,96	4,00
Скв. 13	-	2,99	2,97	2,96	4,00
Скв. 14	-	2,45	2,45	2,45	4,00
Скв. 15	-	2,44	2,44	2,44	4,00
Скв. 18	-	2,16	2,10	2,09	4,00
Скв. 19	-	2,42	2,42	2,42	4,00
Скв. 22	-	2,14	2,07	2,06	4,00
Скв. 23	-	2,14	2,07	2,06	4,00
Скв. 24	-	2,12	2,06	2,05	4,00
Скв. 26	-	2,55	2,38	2,37	4,00
Скв. 27	-	2,55	2,38	2,37	4,00

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчётное давление, МПа			Максимально разрешенное значение давления, МПа
		Вариант 89х5 мм	Вариант 114х5 мм	Вариант 159х5 мм	
СКВ. 40	-	3,01	2,99	2,98	4,00
СКВ. 41	-	3,01	2,99	2,98	4,00
СКВ. 42	-	3,00	2,98	2,97	4,00
СКВ. 43	-	3,01	2,99	2,98	4,00
СКВ. 44	-	2,99	2,97	2,96	4,00
СКВ. 45	-	3,00	2,98	2,97	4,00
СКВ. 46	-	2,43	2,43	2,43	4,00
СКВ. 47	-	2,43	2,43	2,43	4,00
СКВ. 48	-	2,13	2,07	2,06	4,00
СКВ. 49	-	2,13	2,06	2,05	4,00
СКВ. 50	-	2,56	2,38	2,37	4,00
СКВ. 60	-	3,01	2,99	2,98	4,00
СКВ. 62	-	2,43	2,43	2,43	4,00
СКВ. 63	-	2,42	2,42	2,42	4,00
СКВ. 64	-	2,45	2,45	2,45	4,00
СКВ. 65	-	2,44	2,44	2,44	4,00
СКВ. 66	-	2,42	2,42	2,42	4,00
СКВ. 69	-	2,42	2,42	2,42	4,00
СКВ. 70	-	2,42	2,42	2,42	4,00
СКВ. 71	-	2,14	2,08	2,07	4,00
СКВ. 73	-	2,14	2,08	2,07	4,00
СКВ. 75	-	2,12	2,06	2,05	4,00
СКВ. 76	-	2,55	2,38	2,37	4,00
СКВ. 77	-	2,55	2,38	2,37	4,00
СКВ. 81	-	2,43	2,43	2,43	4,00
Т.вр. скв. на Кусте №1	-	2,42	2,42	2,42	4,00
Т.вр. со скв. №1	-	2,35	2,35	2,35	4,00
Куст №2	-	2,12	2,05	2,05	4,00
Т.вр. Куста №2	-	2,04	2,04	2,04	4,00
Куст №3	-	2,98	2,96	2,95	4,00

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчётное давление, МПа			Максимально разрешенное значение давления, МПа
		Вариант 89x5 мм	Вариант 114x5 мм	Вариант 159x5 мм	
т.вр. Куста №3	-	2,94	2,94	2,93	4,00
Куст №4	-	2,55	2,38	2,37	4,00
т.вр. Куста №4	-	2,36	2,36	2,36	4,00
Куст №5	-	2,15	2,14	2,13	4,00
т.вр. Куста №5	-	2,06	2,05	2,05	4,00

Таблица 1.3.3

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения (2 вариант подключения)

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчётное давление, МПа			Максимально разрешенное значение давления, МПа
		Вариант 89x5 мм	Вариант 114x5 мм	Вариант 159x5 мм	
АГЗУ-0229	0,69	1,09	1,09	1,09	4,00
АГЗУ-0230	0,82	1,08	1,08	1,08	4,00
АГЗУ-0231	0,80	1,54	1,54	1,54	4,00
Скв. 1	1,50	2,40	2,40	2,40	4,00
Скв. 2	1,18	2,04	2,04	2,04	4,00
Скв. 3	1,76	2,98	2,98	2,98	4,00
Скв. 4	1,50	2,40	2,40	2,40	4,00
Скв. 5	-	2,16	2,14	2,14	4,00
Скв. 6	-	3,01	2,99	2,98	4,00
Скв. 7	-	3,00	2,98	2,97	4,00
Скв. 10	-	3,02	2,99	2,98	4,00
Скв. 11	-	2,99	2,96	2,96	4,00
Скв. 13	-	2,99	2,96	2,96	4,00
Скв. 14	-	2,43	2,41	2,40	4,00
Скв. 15	-	2,43	2,40	2,39	4,00

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчётное давление, МПа			Максимально разрешенное значение давления, МПа
		Вариант 89x5 мм	Вариант 114x5 мм	Вариант 159x5 мм	
СКВ. 18	-	2,16	2,10	2,09	4,00
СКВ. 19	-	2,41	2,38	2,37	4,00
СКВ. 22	-	2,14	2,07	2,06	4,00
СКВ. 23	-	2,14	2,07	2,06	4,00
СКВ. 24	-	2,12	2,06	2,05	4,00
СКВ. 26	-	2,55	2,37	2,36	4,00
СКВ. 27	-	2,55	2,37	2,36	4,00
СКВ. 40	-	3,00	2,98	2,97	4,00
СКВ. 41	-	3,01	2,98	2,97	4,00
СКВ. 42	-	3,00	2,97	2,96	4,00
СКВ. 43	-	3,01	2,98	2,97	4,00
СКВ. 44	-	2,99	2,96	2,95	4,00
СКВ. 45	-	3,00	2,97	2,96	4,00
СКВ. 46	-	2,41	2,39	2,38	4,00
СКВ. 47	-	2,42	2,39	2,38	4,00
СКВ. 48	-	2,13	2,07	2,06	4,00
СКВ. 49	-	2,13	2,06	2,05	4,00
СКВ. 50	-	2,55	2,37	2,36	4,00
СКВ. 60	-	3,01	2,98	2,97	4,00
СКВ. 62	-	2,42	2,39	2,38	4,00
СКВ. 63	-	2,41	2,38	2,37	4,00
СКВ. 64	-	2,44	2,41	2,40	4,00
СКВ. 65	-	2,43	2,40	2,39	4,00
СКВ. 66	-	2,41	2,38	2,37	4,00
СКВ. 69	-	2,41	2,38	2,37	4,00
СКВ. 70	-	2,41	2,38	2,37	4,00
СКВ. 71	-	2,14	2,08	2,07	4,00
СКВ. 73	-	2,14	2,08	2,07	4,00
СКВ. 75	-	2,12	2,06	2,05	4,00
СКВ. 76	-	2,55	2,37	2,36	4,00
СКВ. 77	-	2,55	2,37	2,36	4,00
СКВ. 81	-	2,42	2,40	2,39	4,00
Куст №1	-	2,41	2,38	2,37	4,00

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчётное давление, МПа			Максимально разрешенное значение давления, МПа
		Вариант 89x5 мм	Вариант 114x5 мм	Вариант 159x5 мм	
Т.вр. Куста №1	-	2,32	2,32	2,32	4,00
Куст №2	-	2,12	2,05	2,05	4,00
Т.вр. Куста №2	-	2,04	2,04	2,04	4,00
Куст №3	-	2,97	2,95	2,94	4,00
Т.вр. Куста №3	-	2,93	2,93	2,93	4,00
Куст №4	-	2,54	2,37	2,36	4,00
Т.вр. Куста №4	-	2,35	2,35	2,35	4,00
Куст №5	-	2,15	2,14	2,13	4,00
Т.вр. Куста №5	-	2,06	2,05	2,05	4,00

По полученным результатам гидравлического расчета, с учетом 20 % запаса по нагрузке для проектируемых скважин, можно сделать вывод, что для обоих вариантов подключения и всех расчетных вариантов типоразмеров, давления на объектах системы сбора не превышают максимально разрешенные значения давлений.

Вариант реализации 114x5 мм и 159x5 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего рекомендуется строительство трубопровода типоразмером 89x5 мм по первому варианту подключения.

Графики распределения давления по профилям проектируемых нефтепроводов для рекомендованного типоразмера представлены на рисунках 1.3.3-1.3.47.



Рисунок 1.3.3 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №69 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

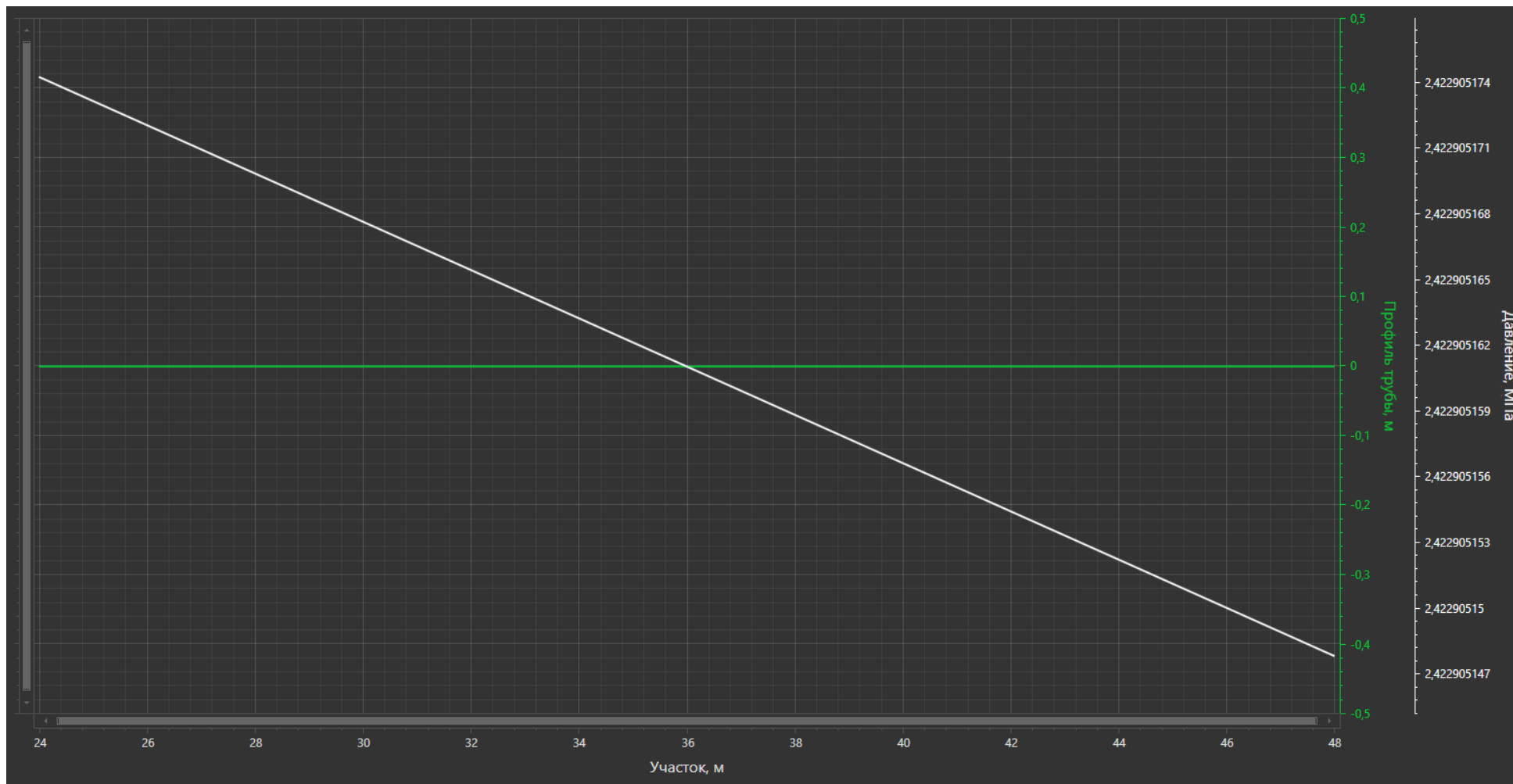


Рисунок 1.3.4 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №70 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

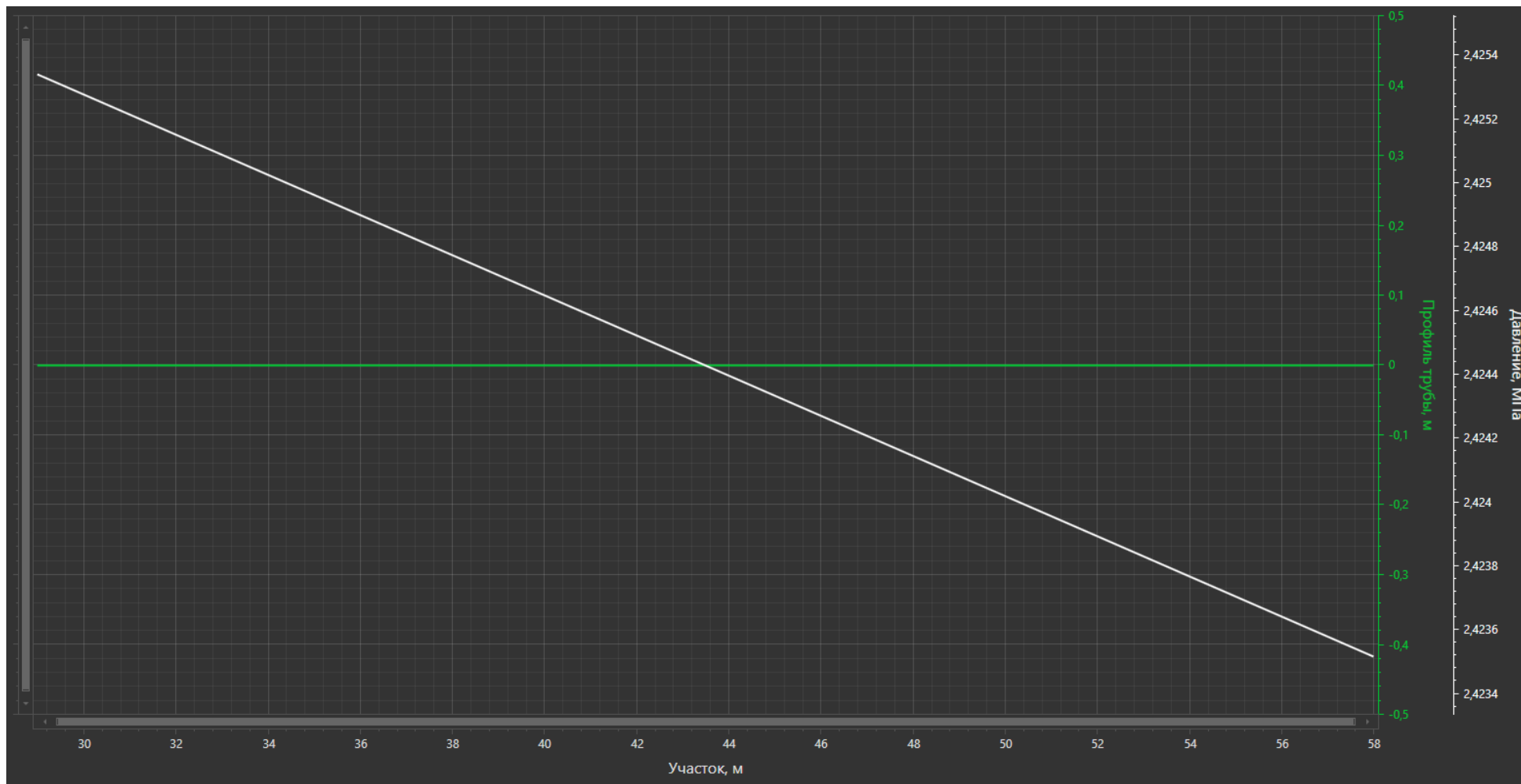


Рисунок 1.3.5 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №47 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

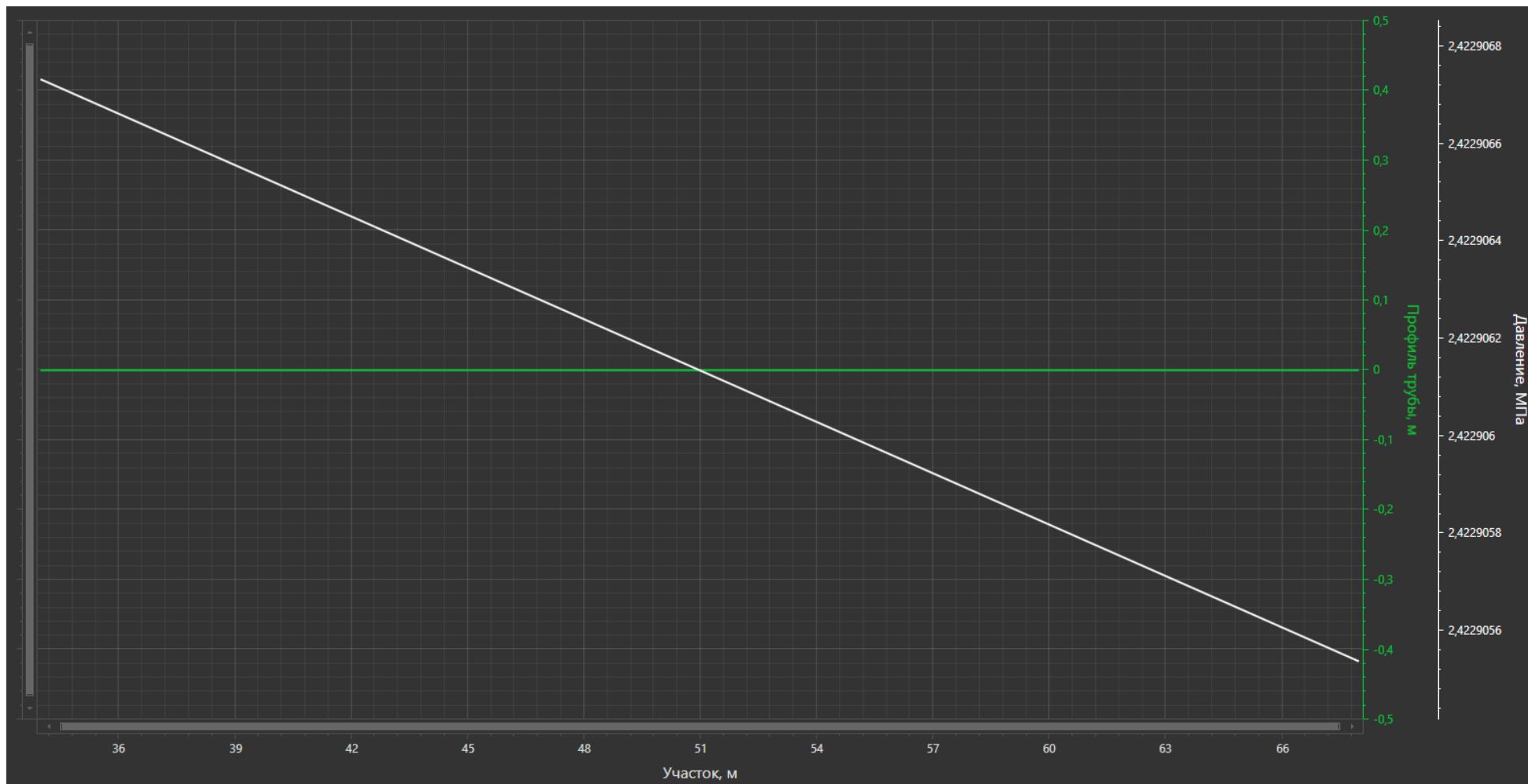


Рисунок 1.3.6 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №19 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»



Рисунок 1.3.7 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №66 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»



Рисунок 1.3.8 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №46 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

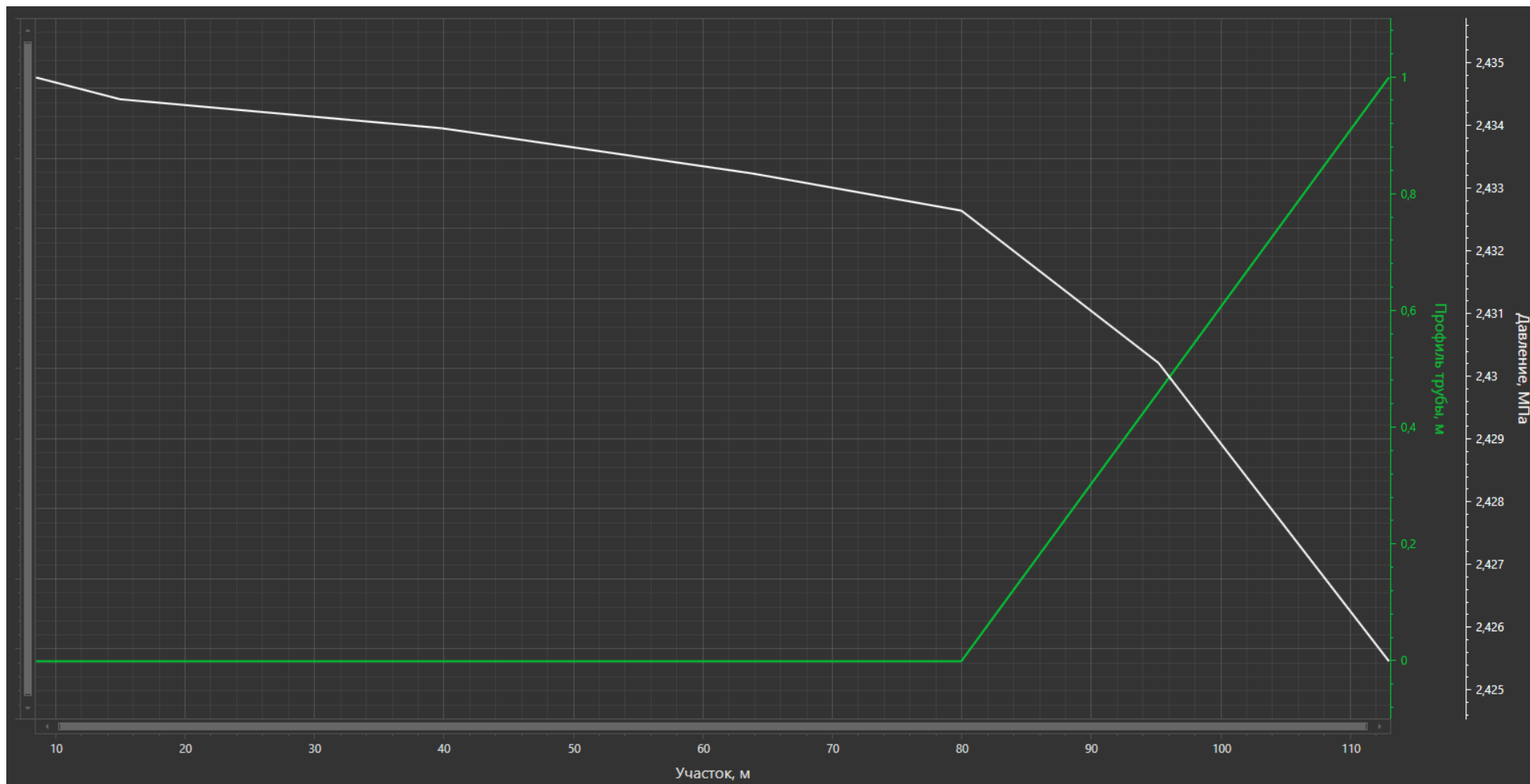


Рисунок 1.3.9 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №81 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

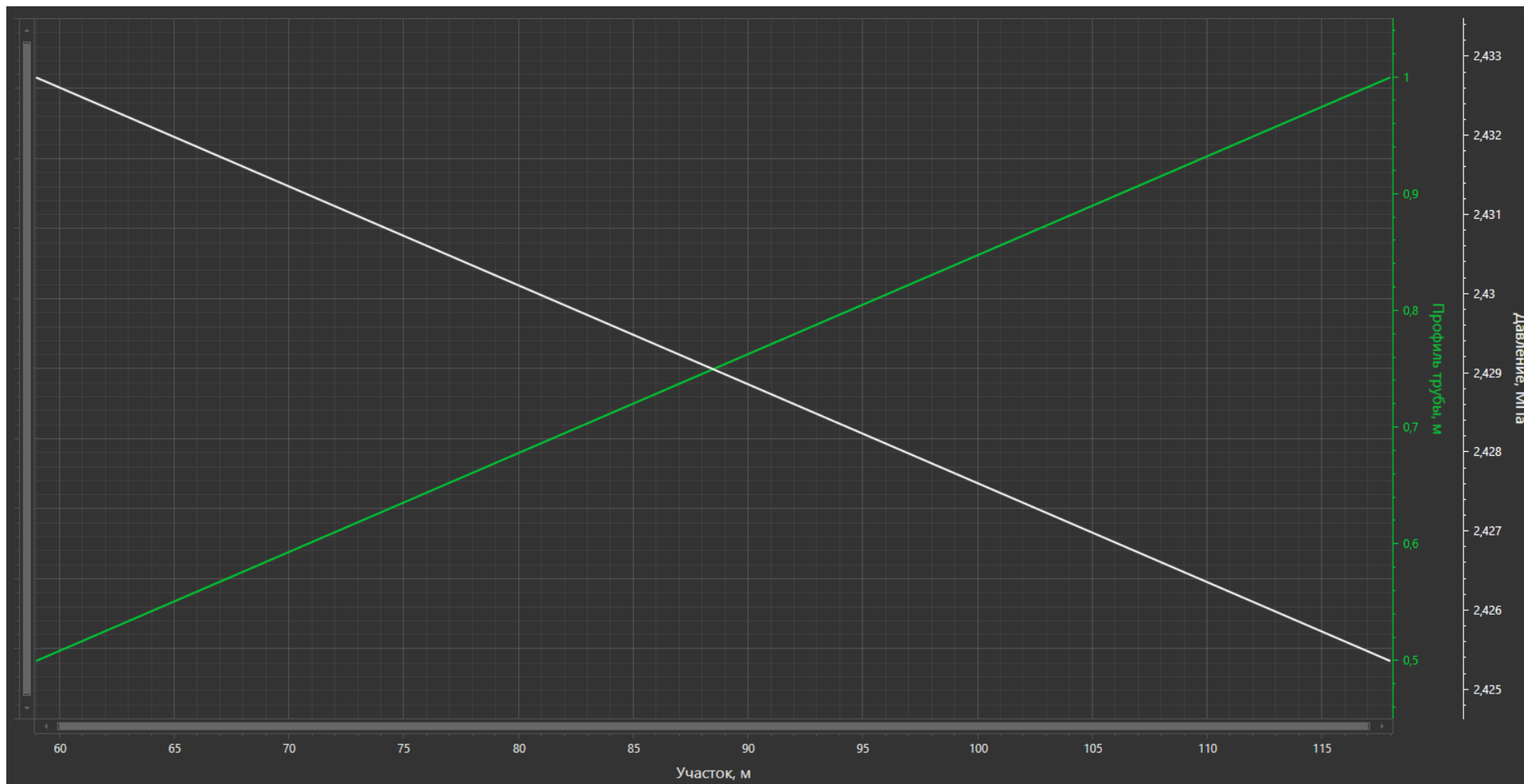


Рисунок 1.3.10 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №62 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

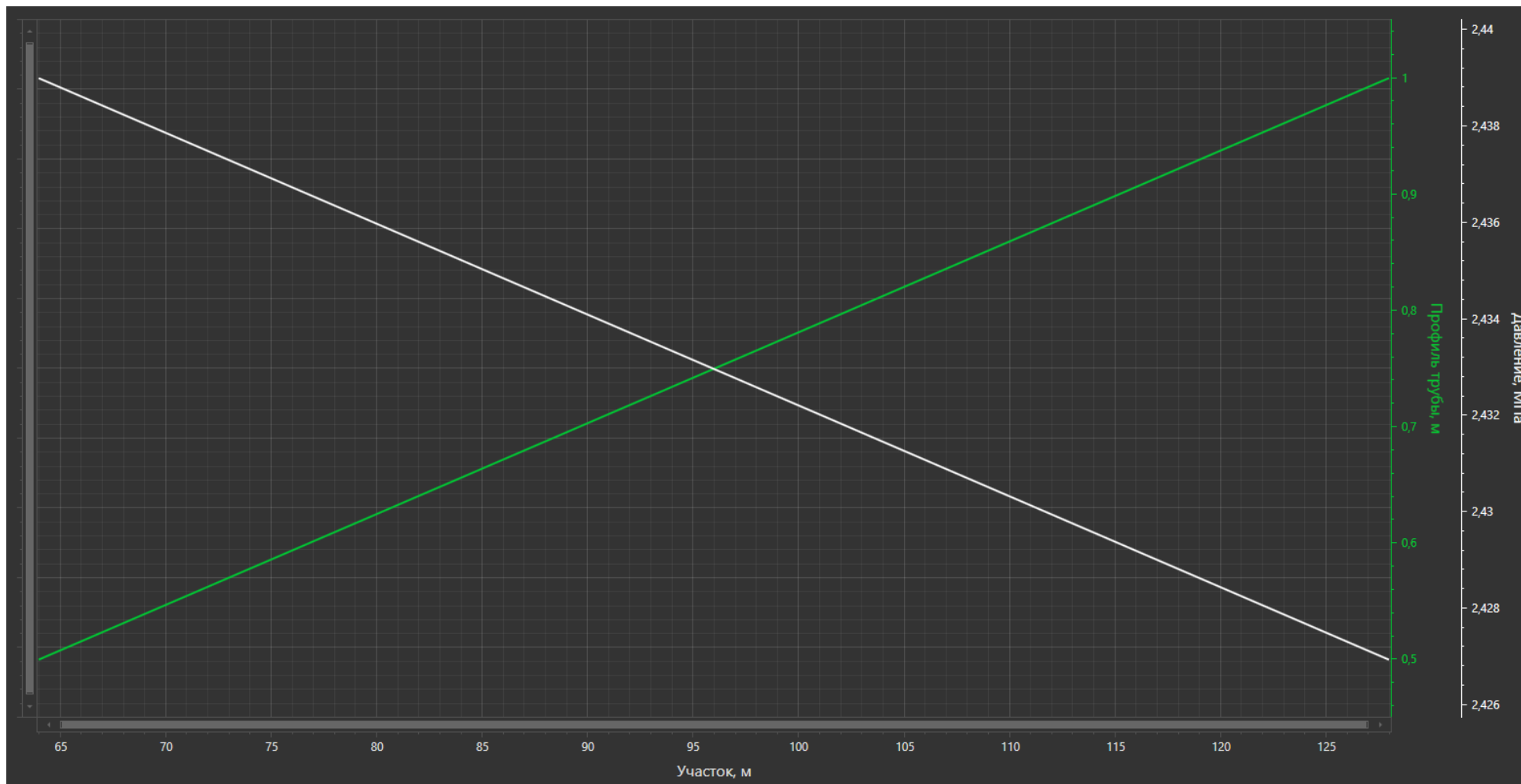


Рисунок 1.3.11 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №15 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

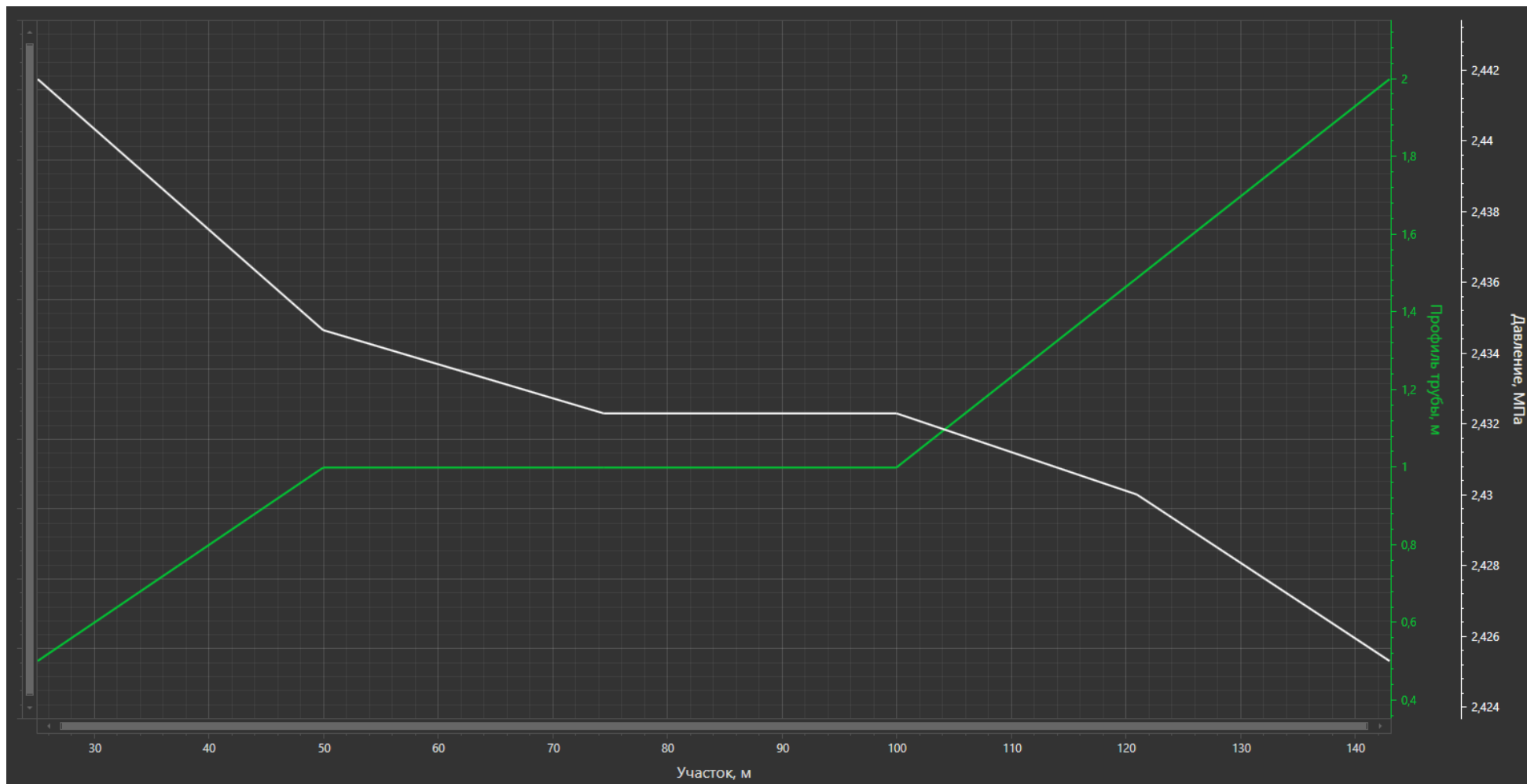


Рисунок 1.3.12 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №65 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

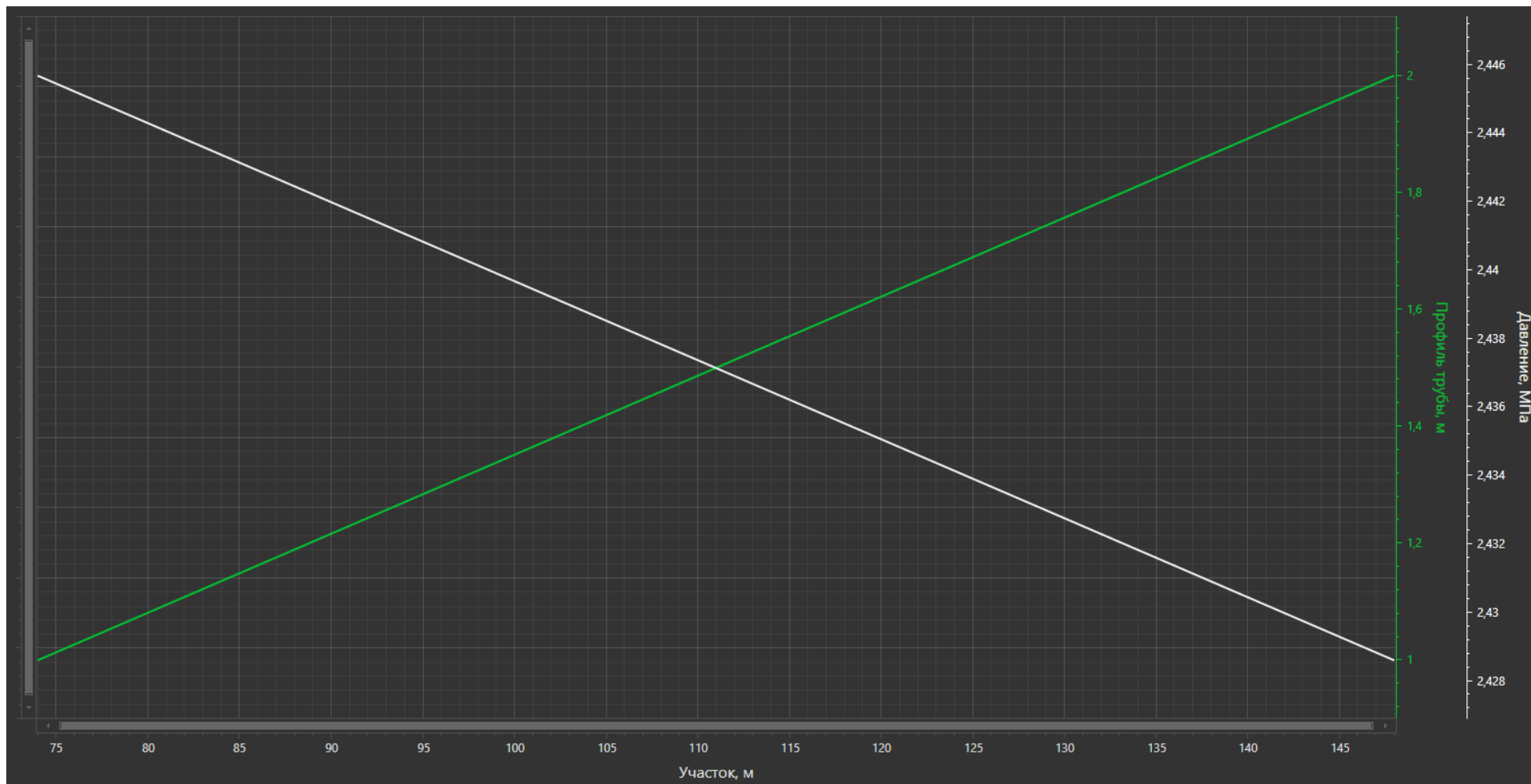


Рисунок 1.3.13 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №14 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

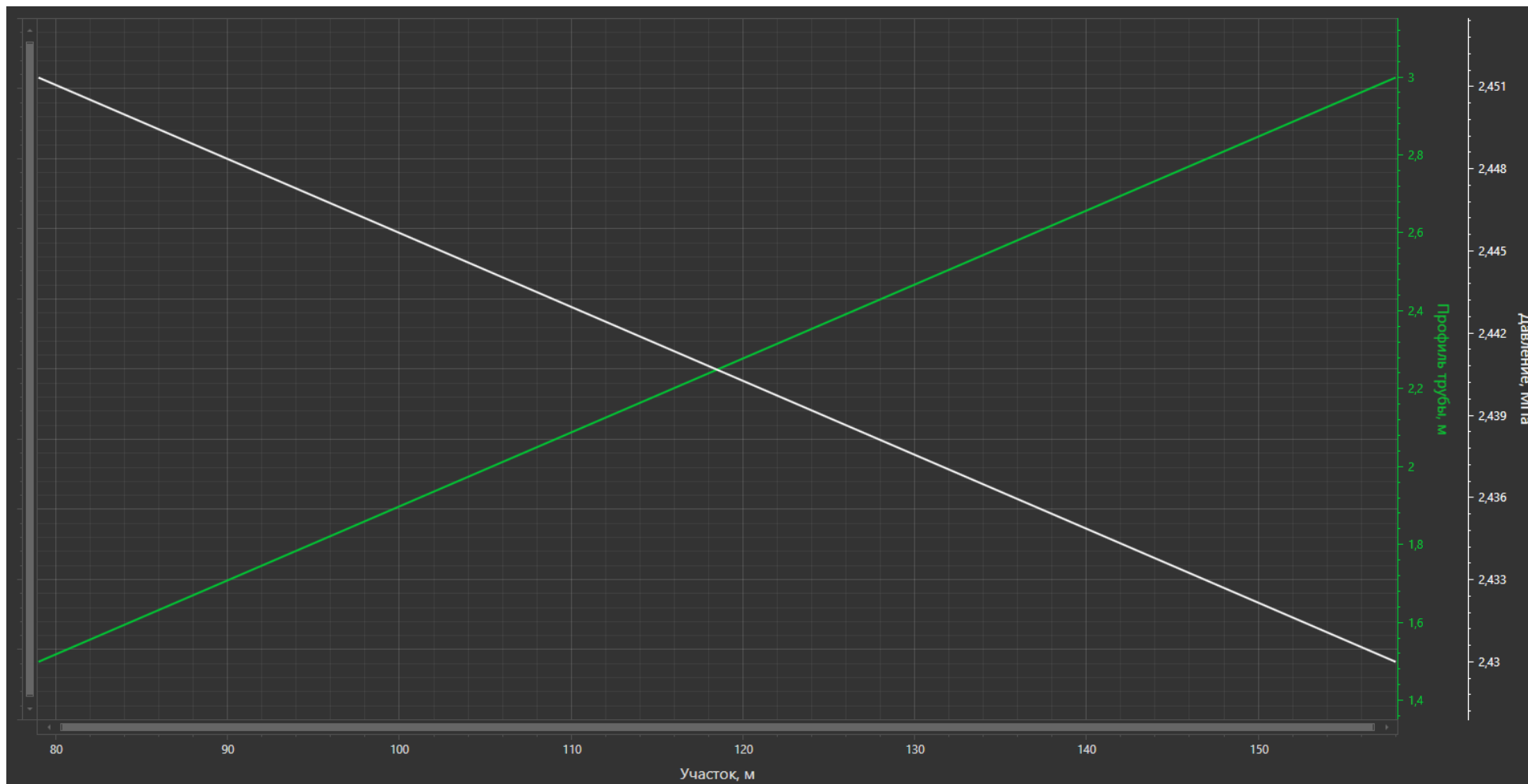


Рисунок 1.3.14 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №64 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»



Рисунок 1.3.15 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №63 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»



Рисунок 1.3.16 – Распределение давления по нефтепроводу
«греб. К.2 – т.вр. «скв.2 - т.вр. скв.3 - т.вр.ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229» (ПК 00+00 – ПК 01+55)



Рисунок 1.3.17 – Распределение давления по нефтепроводу
 «греб. К.2 – т.вр. «скв.2 - т.вр. скв.3 - т.вр.ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229» (ПК 01+55 – ПК 02+15)



Рисунок 1.3.18 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №24 - греб. К.2»



Рисунок 1.3.19 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №49 - греб. К.2»



Рисунок 1.3.20 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №75 - греб. К.2»

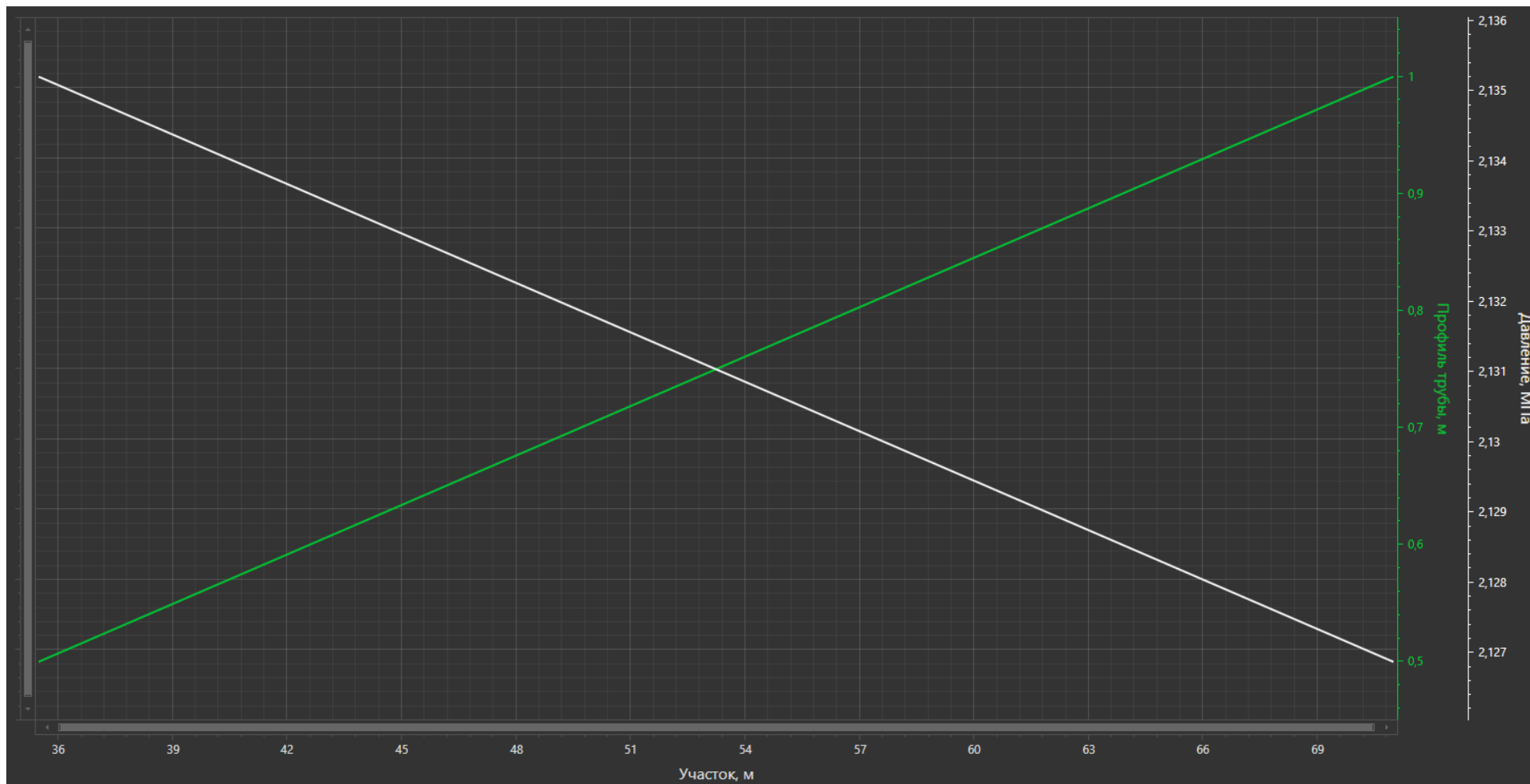


Рисунок 1.3.21 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №23 - греб. К.2»

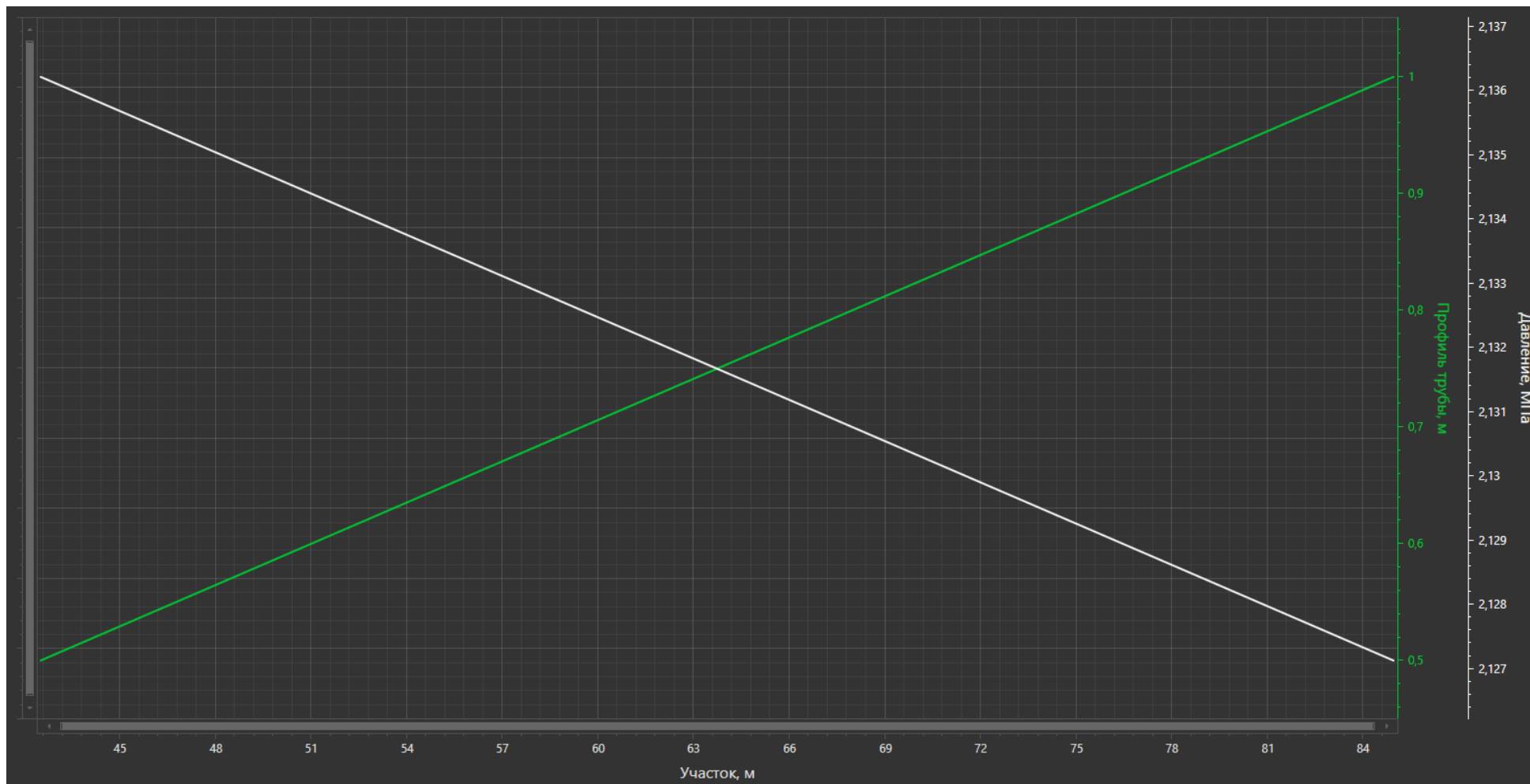


Рисунок 1.3.22 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №22 - греб. К.2»

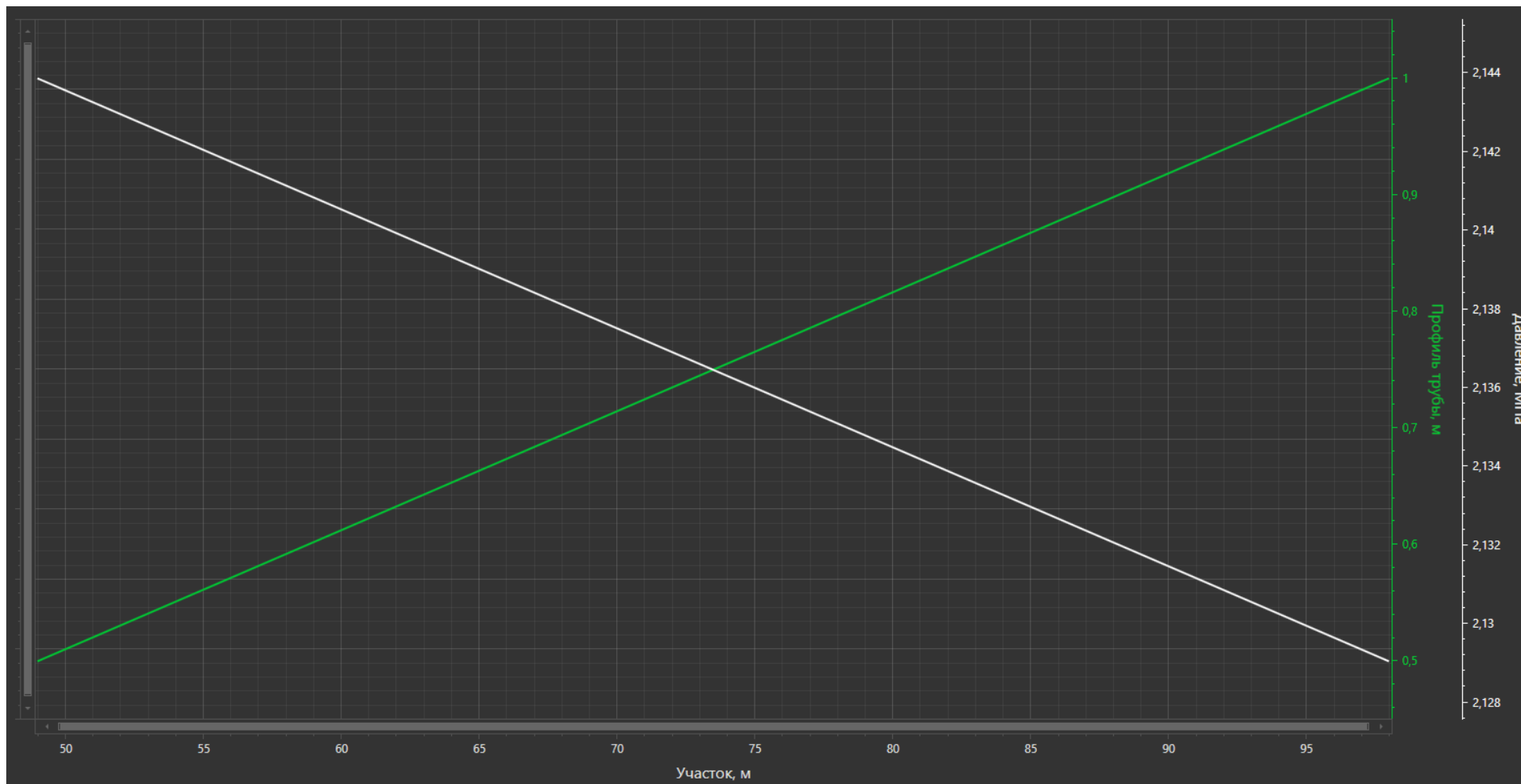


Рисунок 1.3.23 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №73 - греб. К.2»

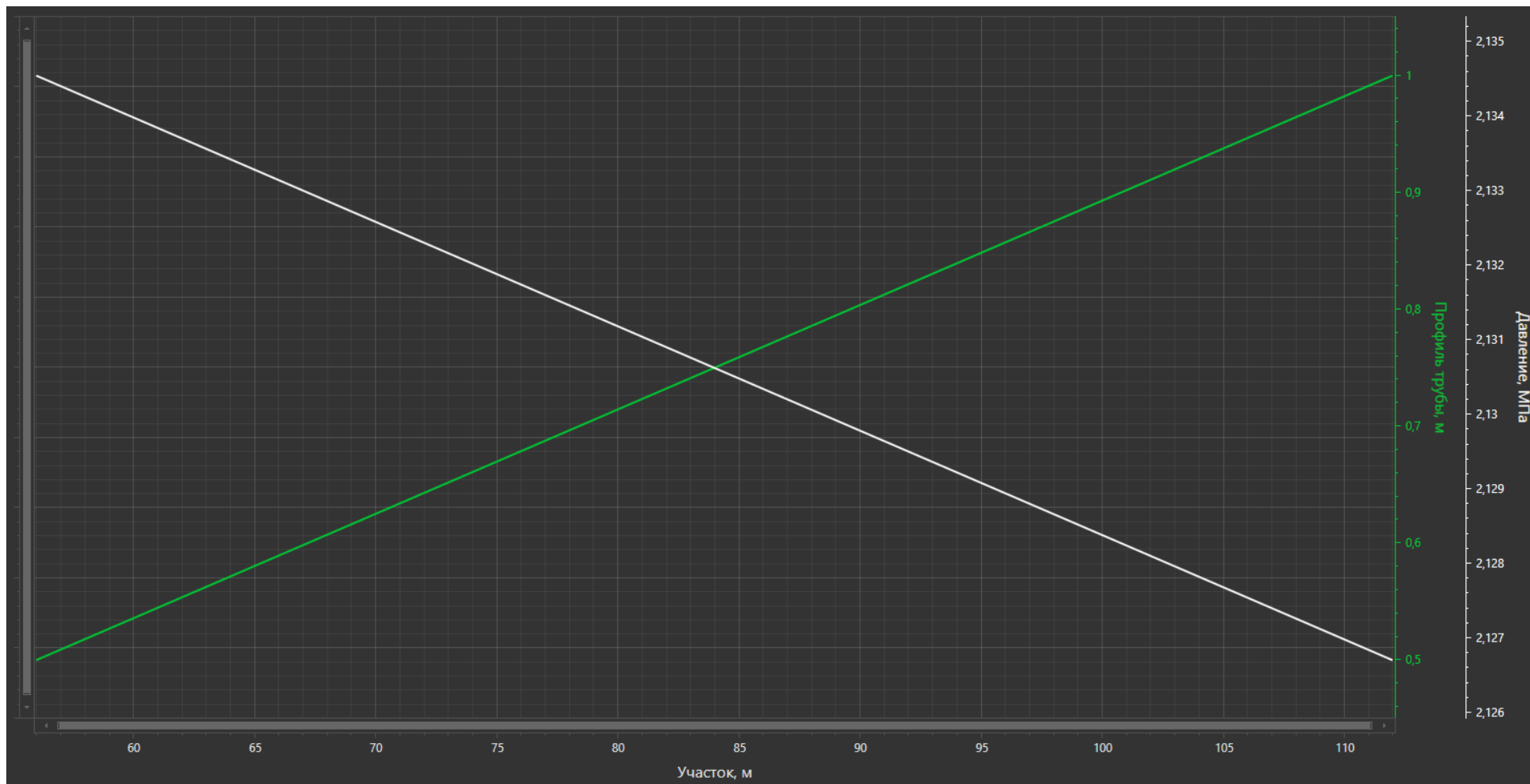


Рисунок 1.3.24 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №48 - греб. К.2»

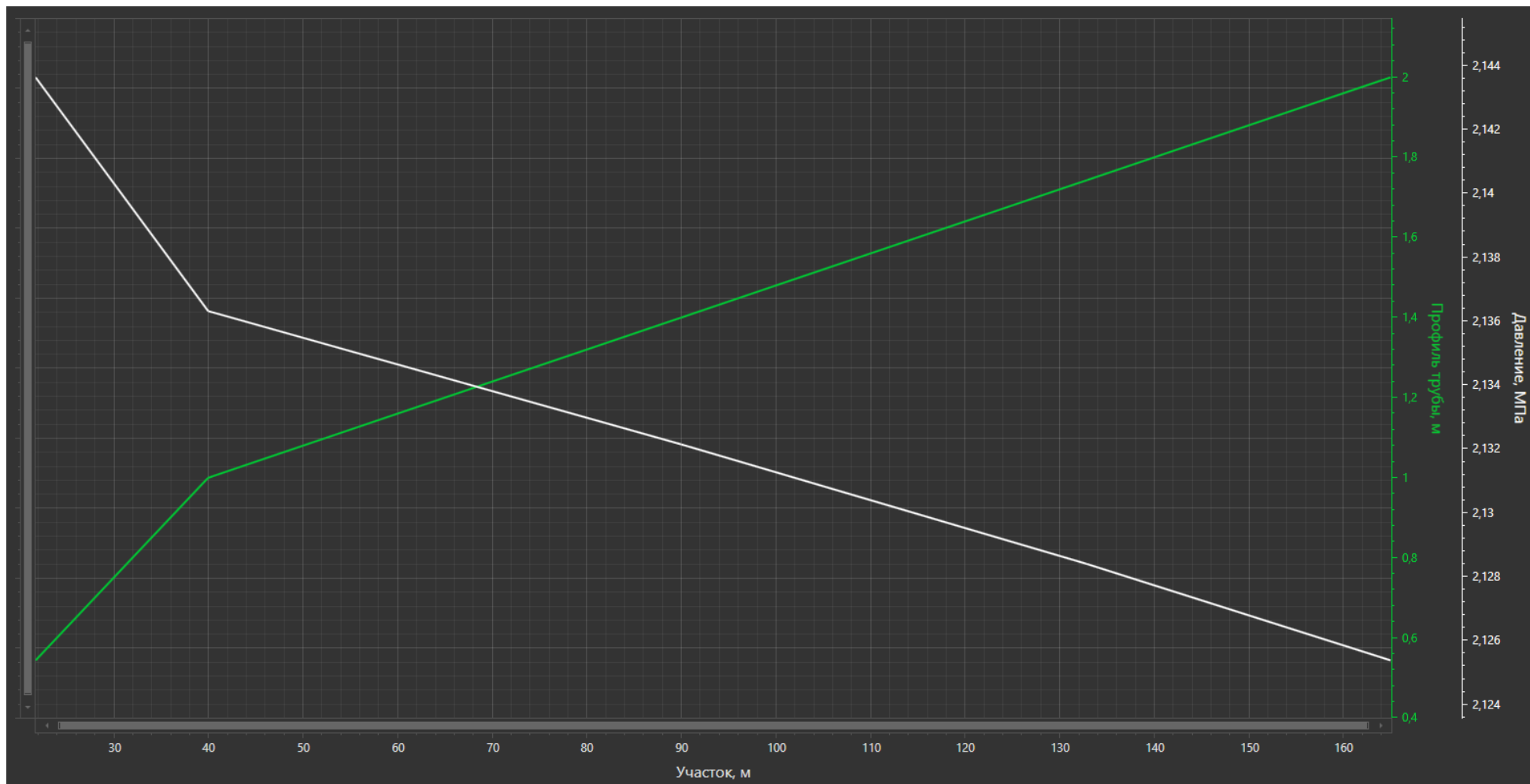


Рисунок 1.3.25 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №71 - греб. К.2»

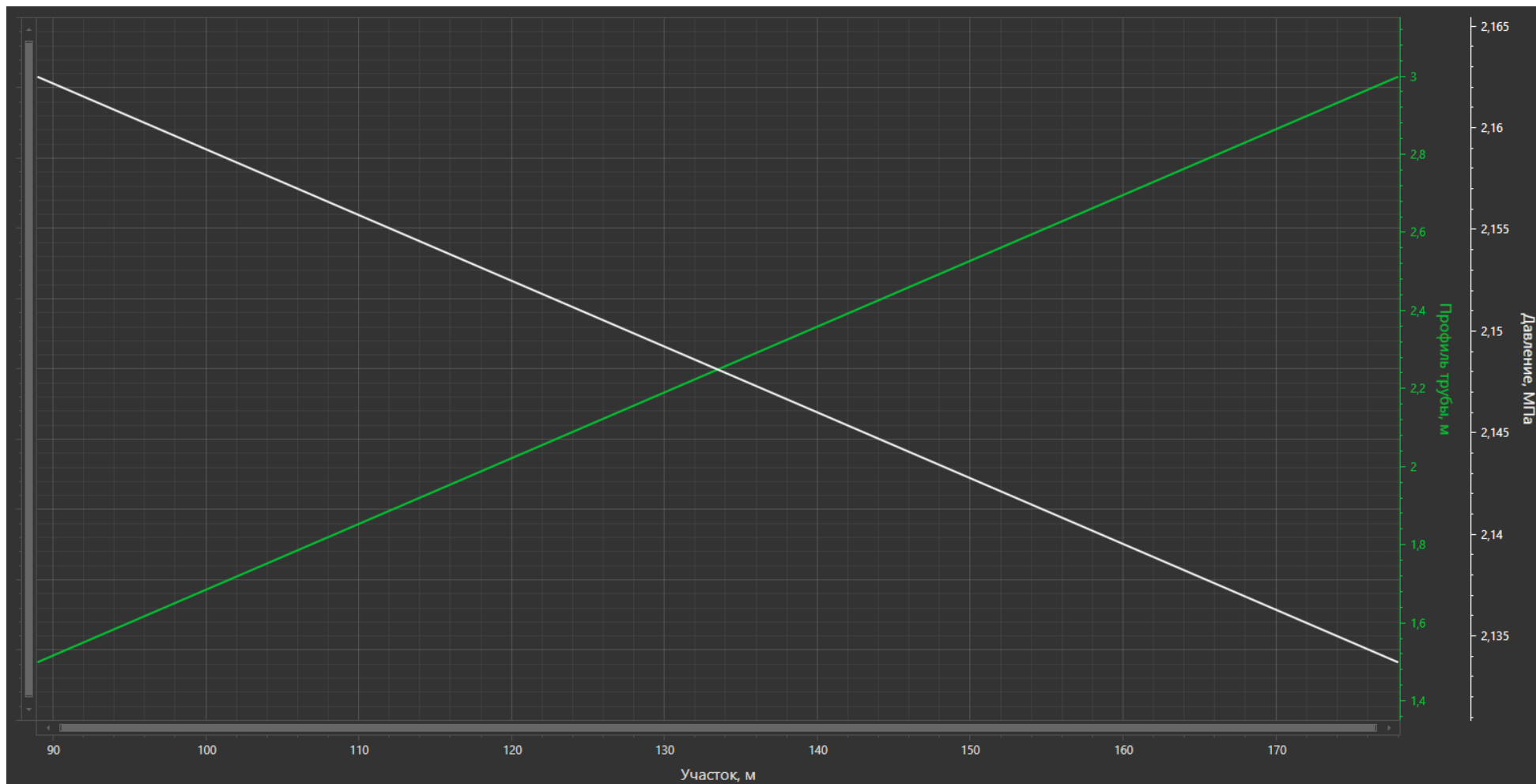


Рисунок 1.3.26 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №18 - греб. К.2»

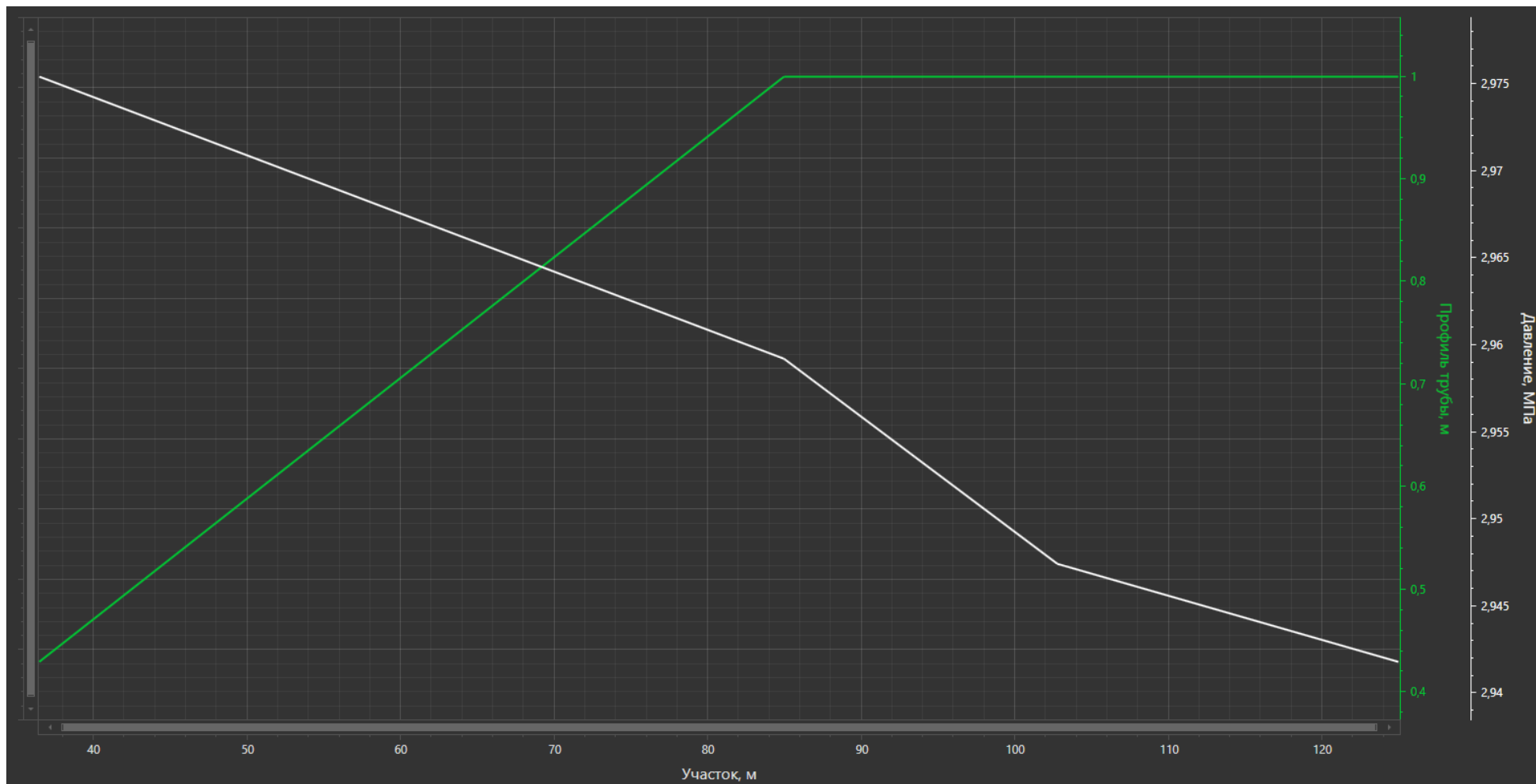


Рисунок 1.3.27 – Распределение давления по нефтепроводу
 «греб. К.3 – т.вр. «скв.3 - т.вр. скв.1 - т.вр.ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

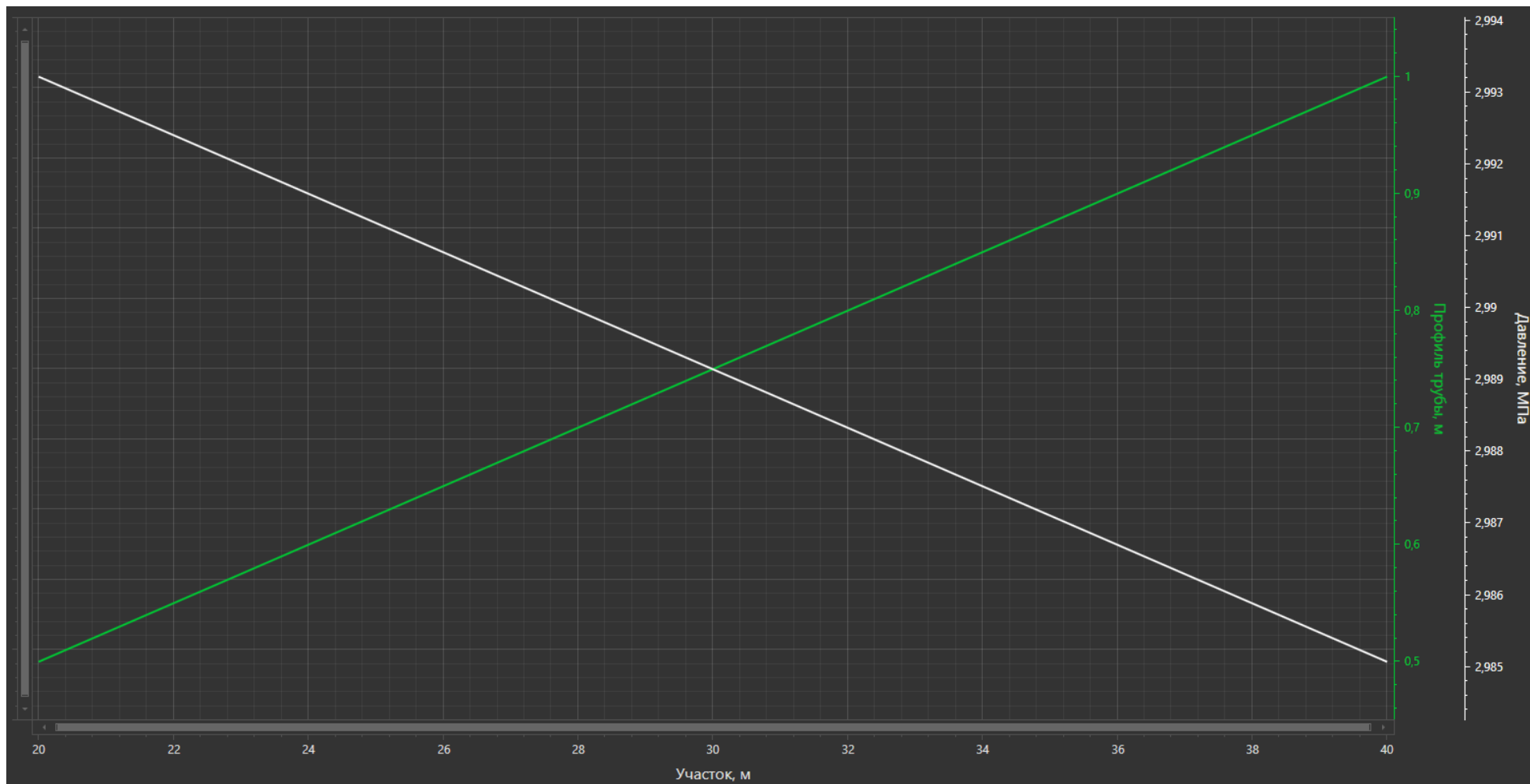


Рисунок 1.3.28 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №11 - греб. К.3»

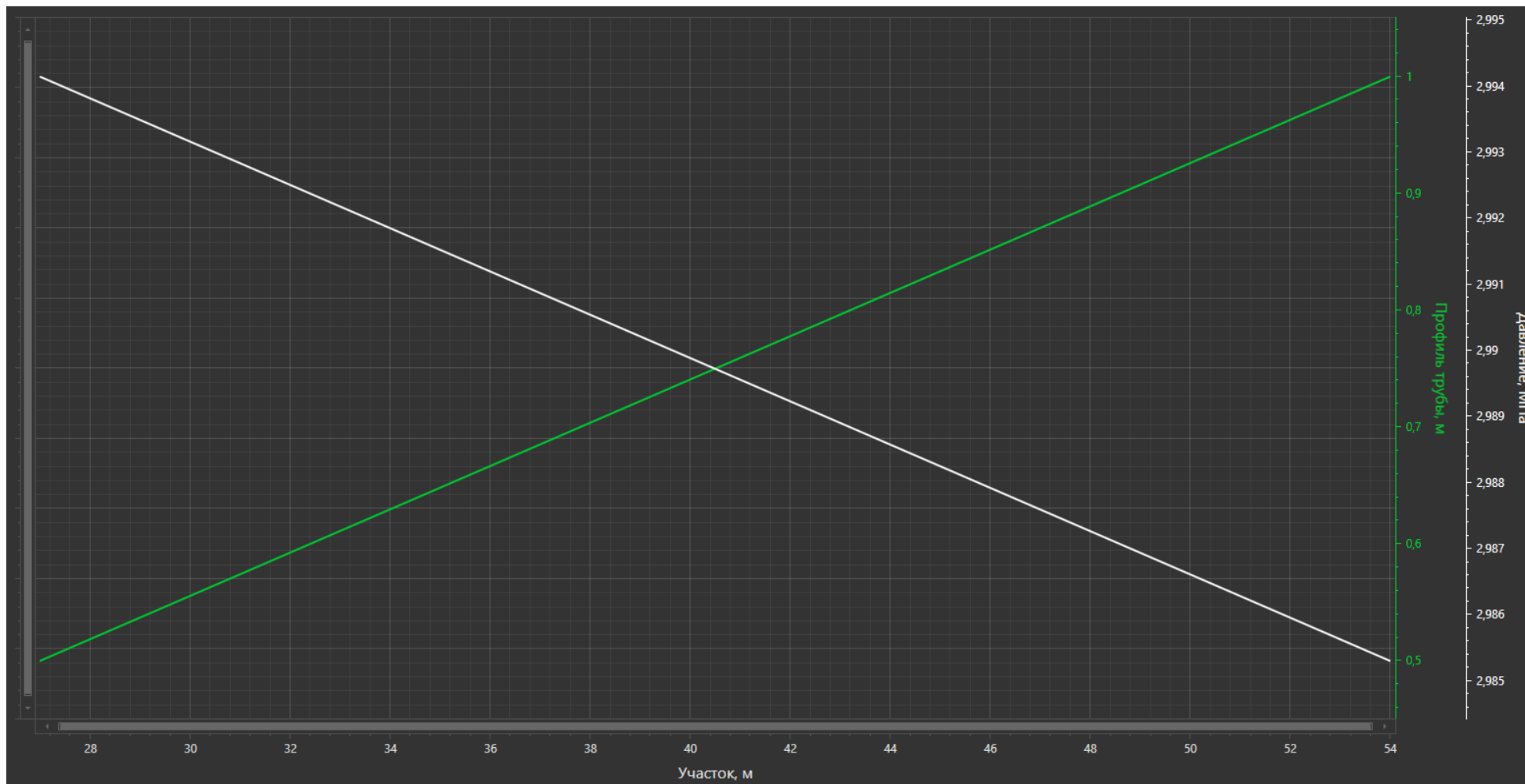


Рисунок 1.3.29 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №13 - греб. К.3»

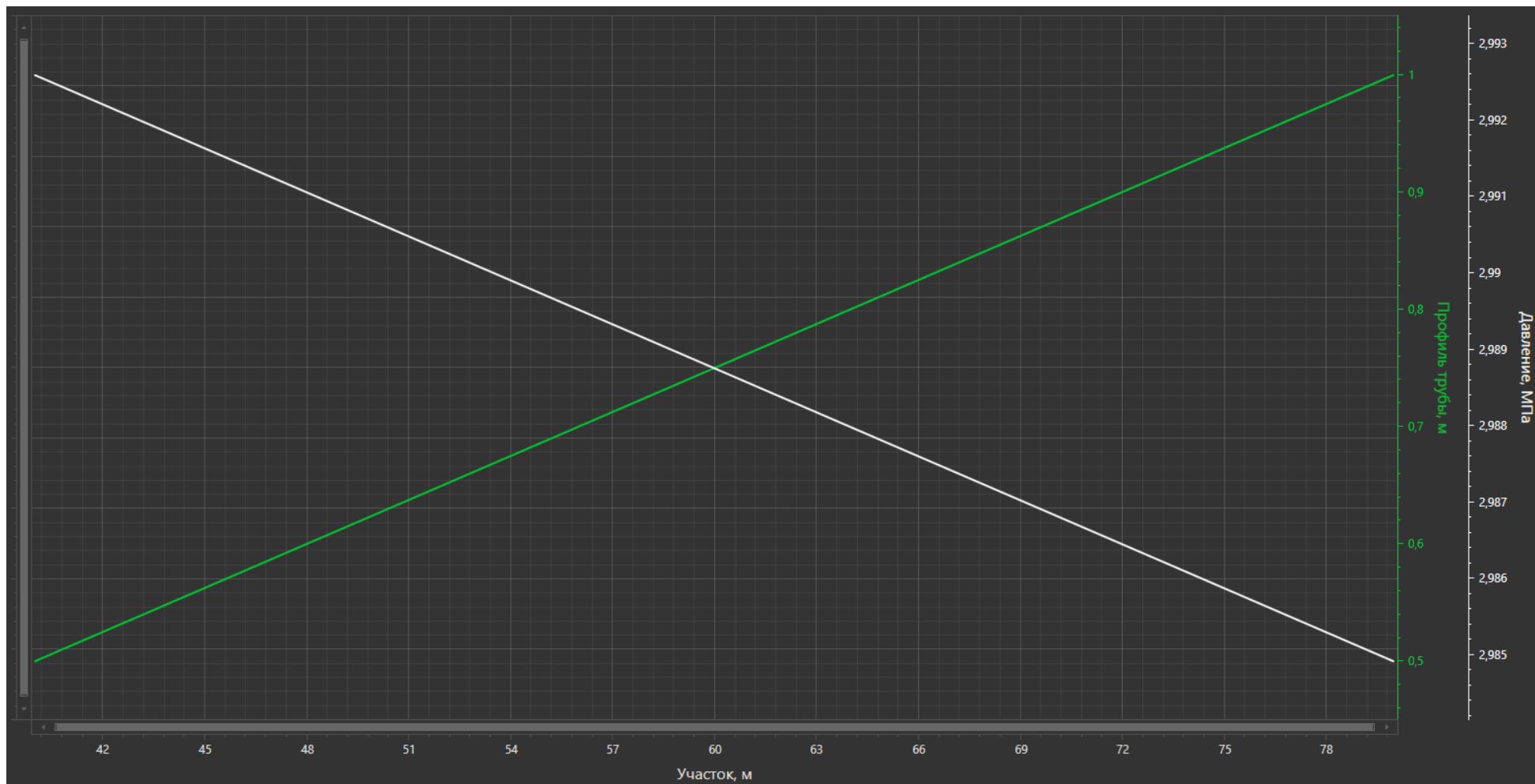


Рисунок 1.3.30 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №44 - греб. К.3»

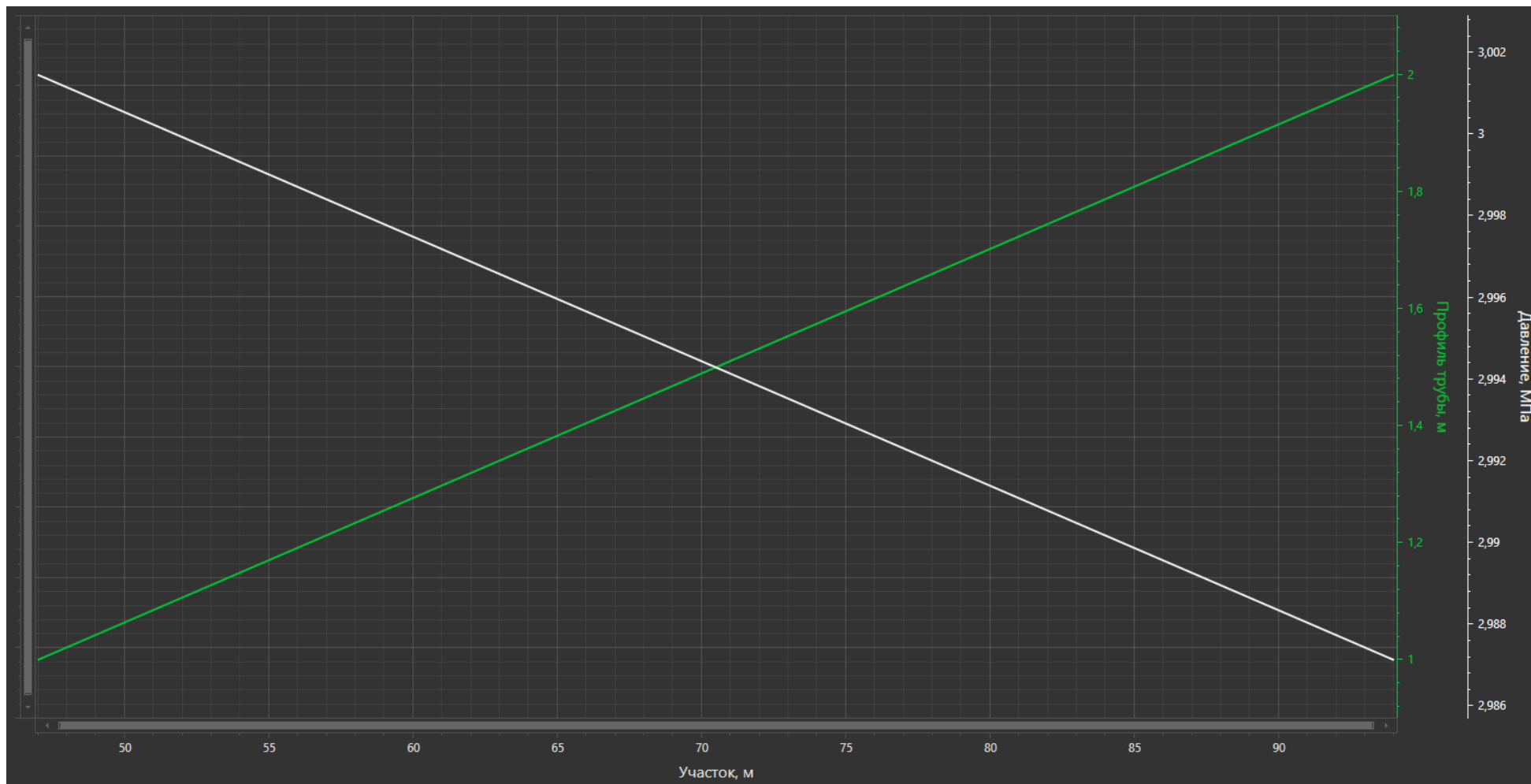


Рисунок 1.3.31 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №45 - греб. К.3»

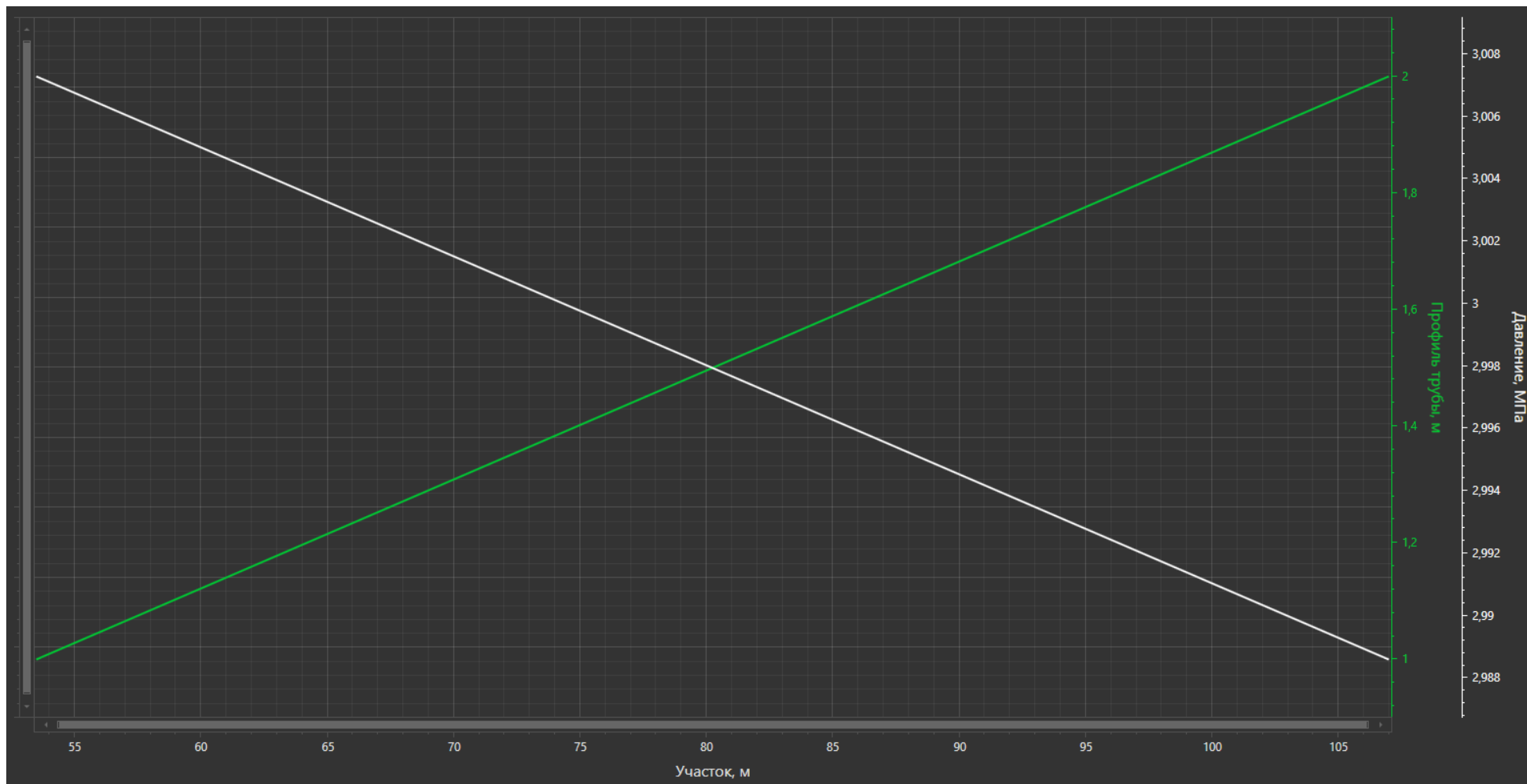


Рисунок 1.3.32 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №7 - греб. К.3»

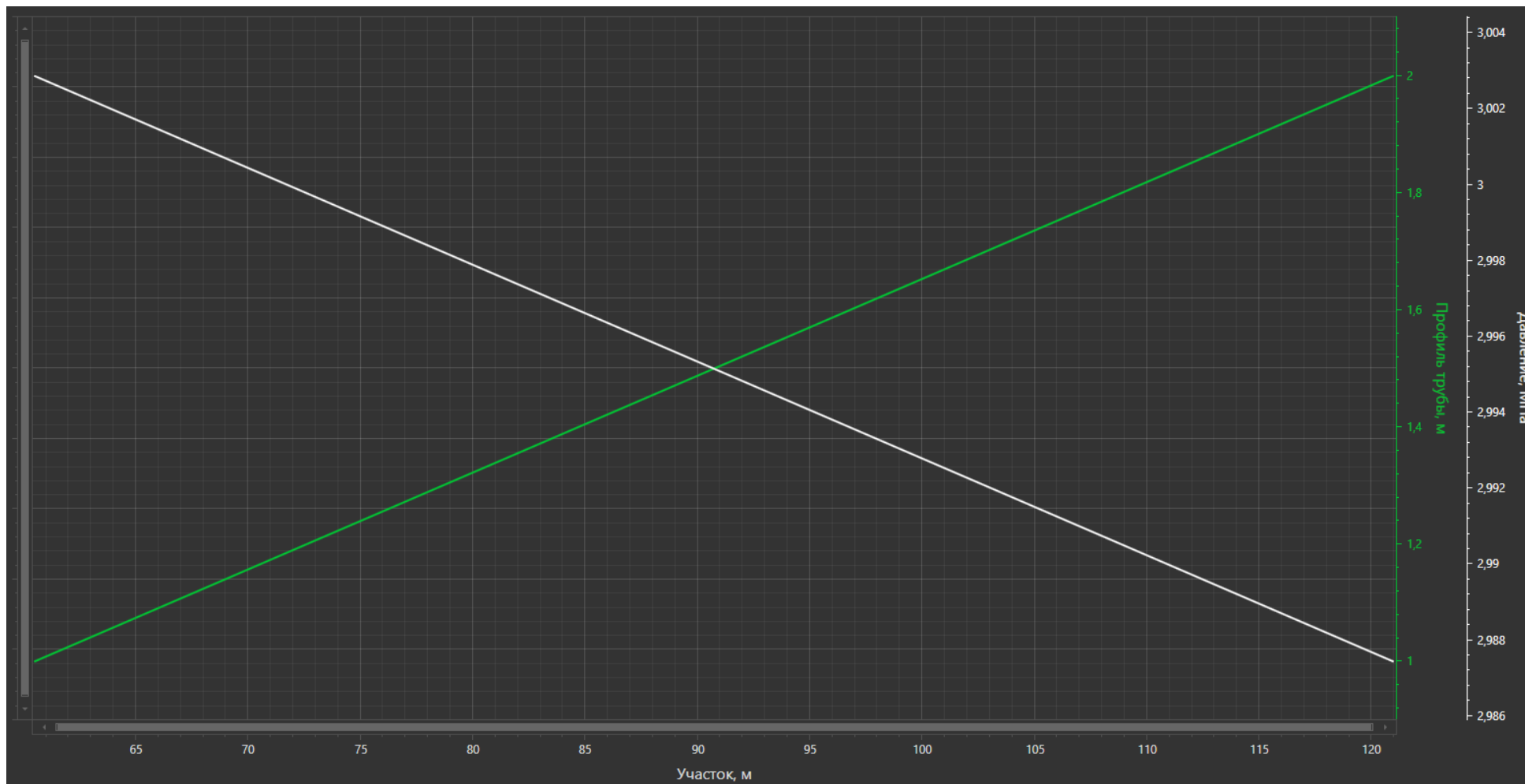


Рисунок 1.3.33 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №42 - греб. К.3»

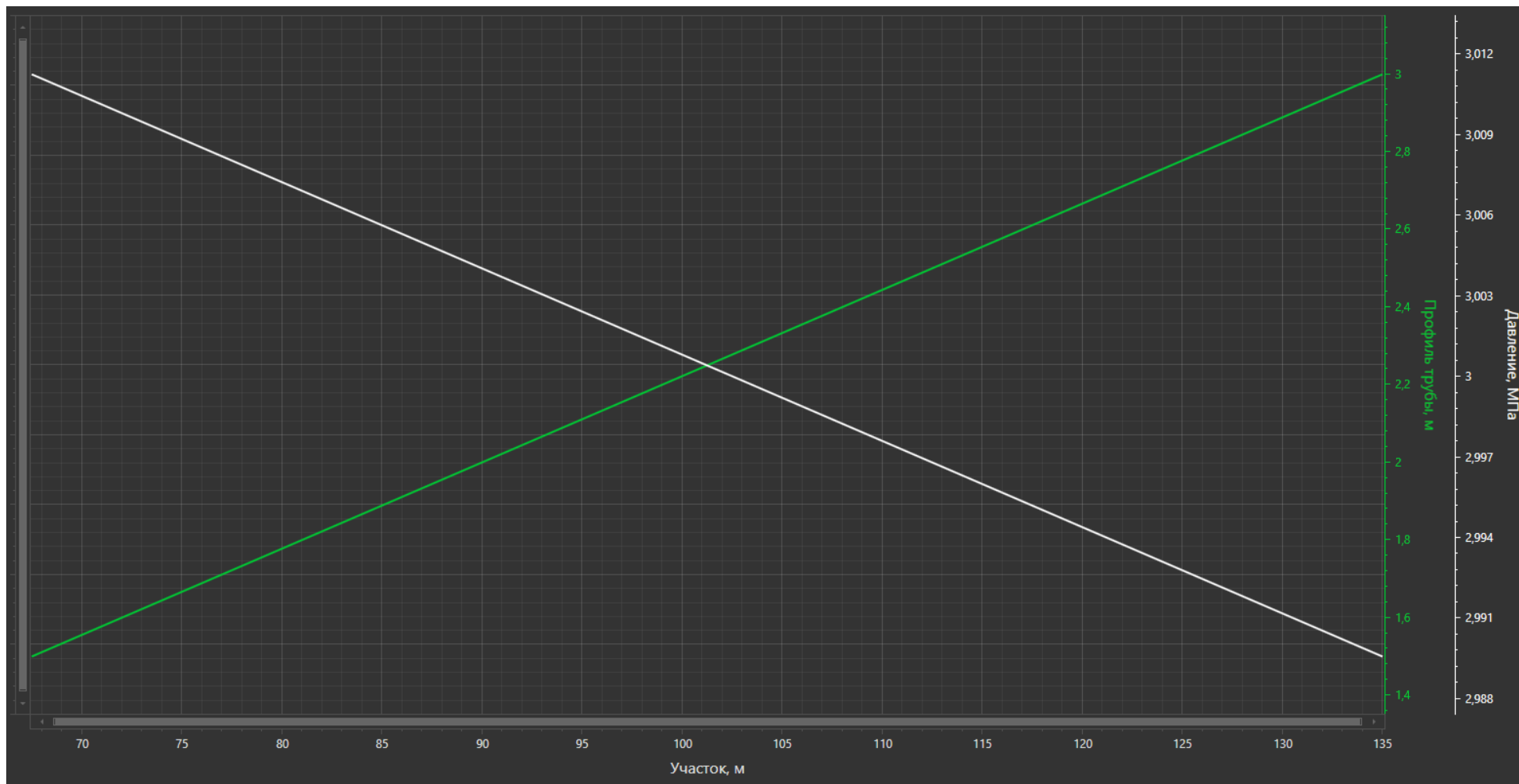


Рисунок 1.3.34 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №40 - греб. К.3»

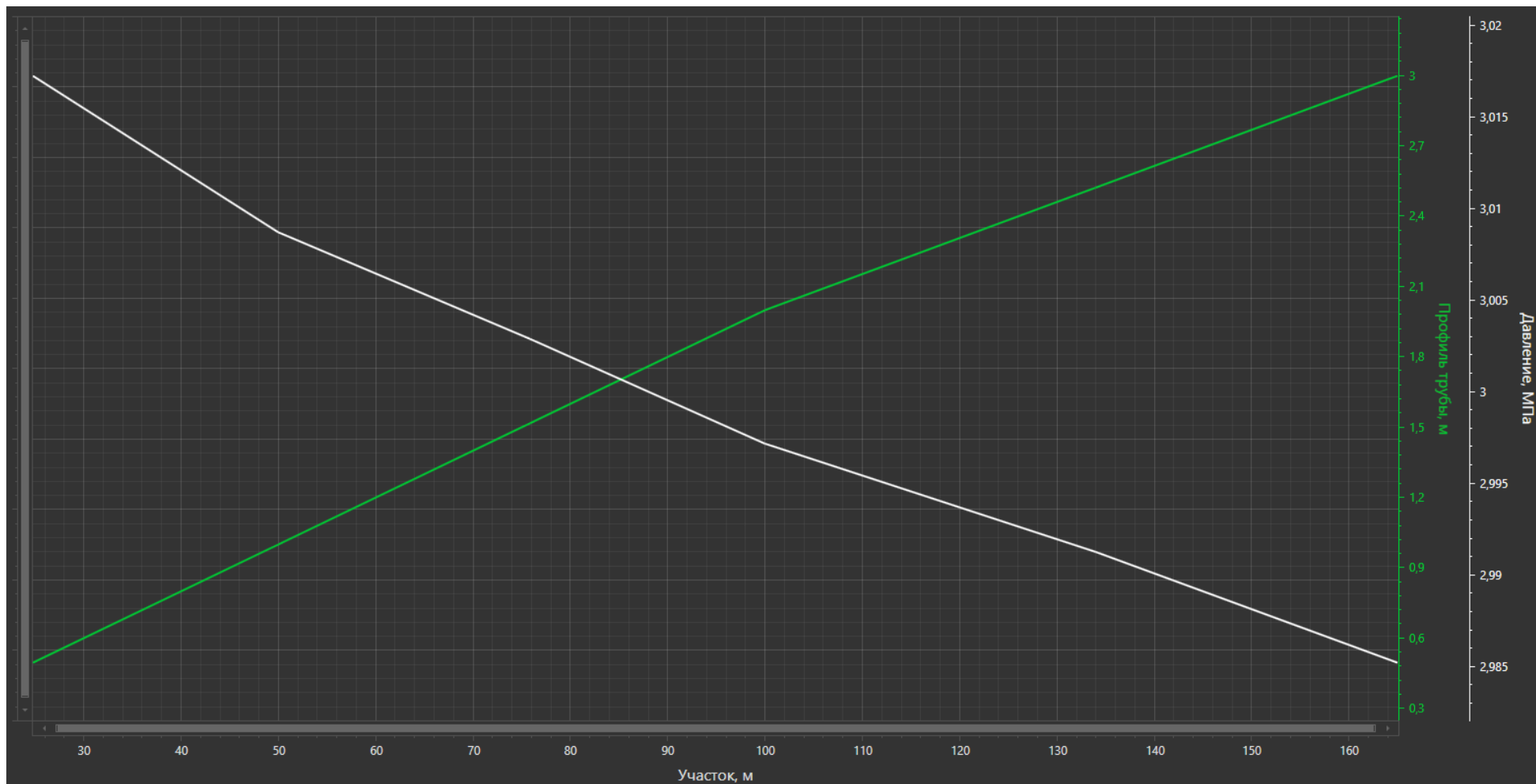


Рисунок 1.3.35 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №6 - греб. К.3»

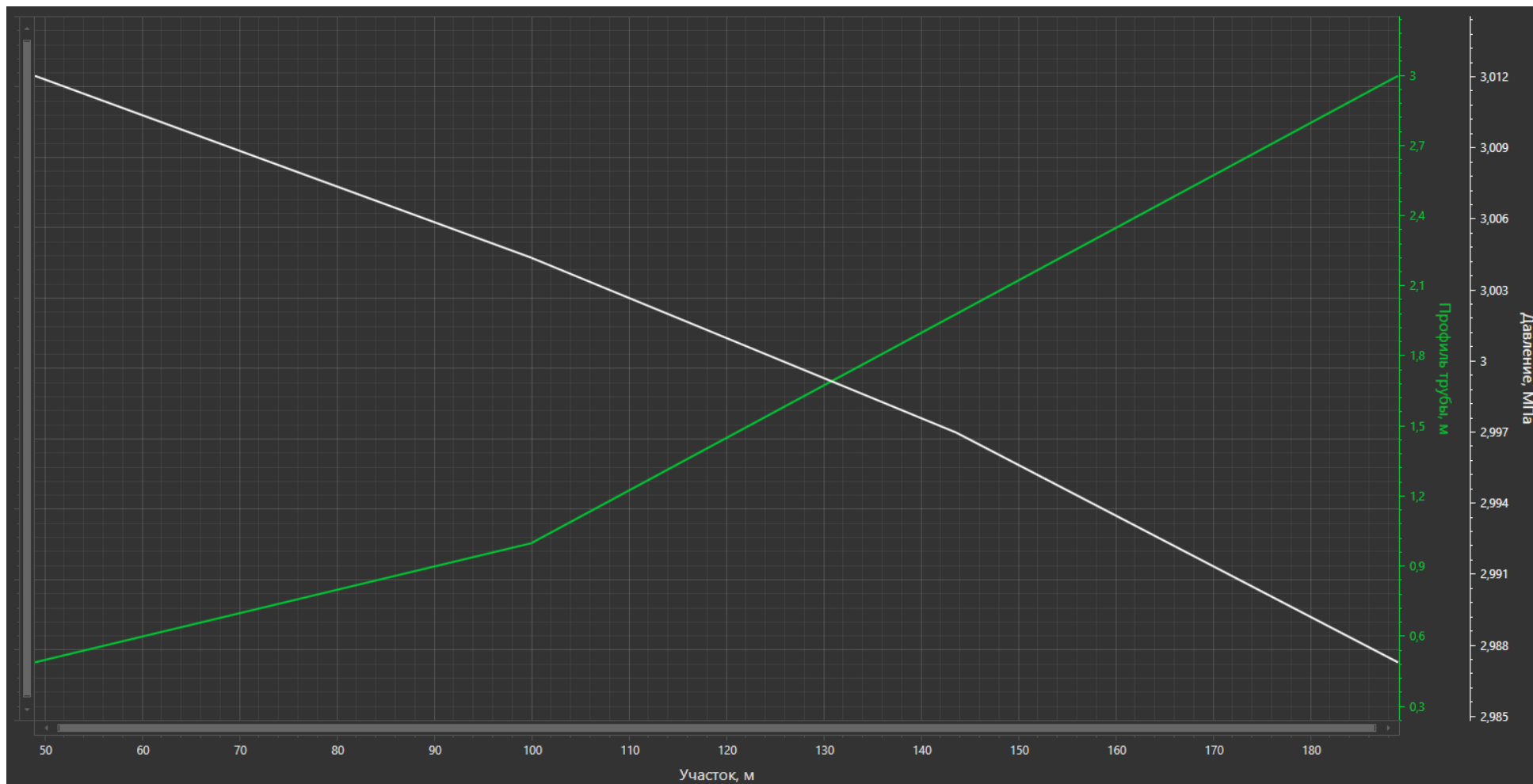


Рисунок 1.3.36 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №60 - греб. К.3»

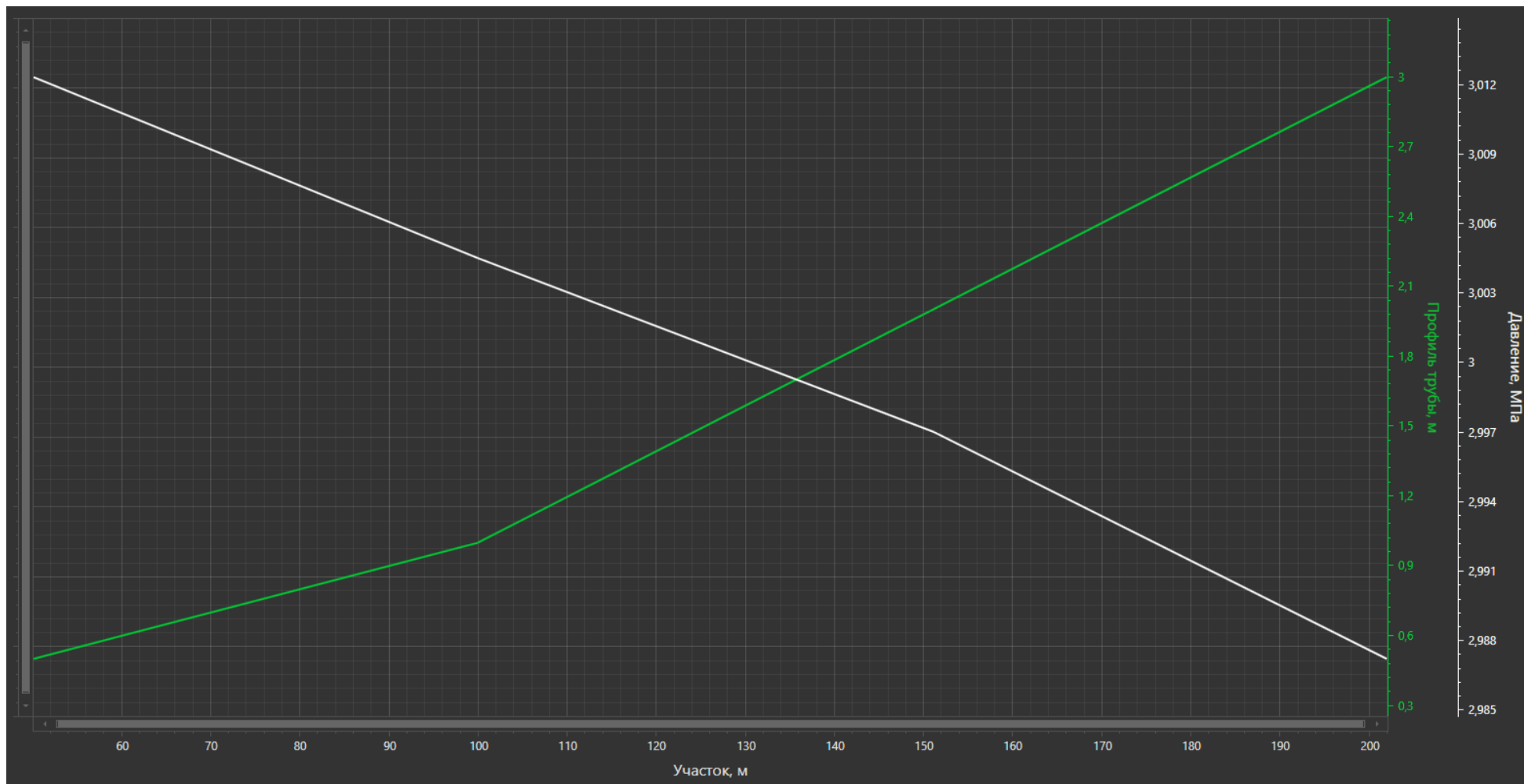


Рисунок 1.3.37 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №41 - греб. К.3»

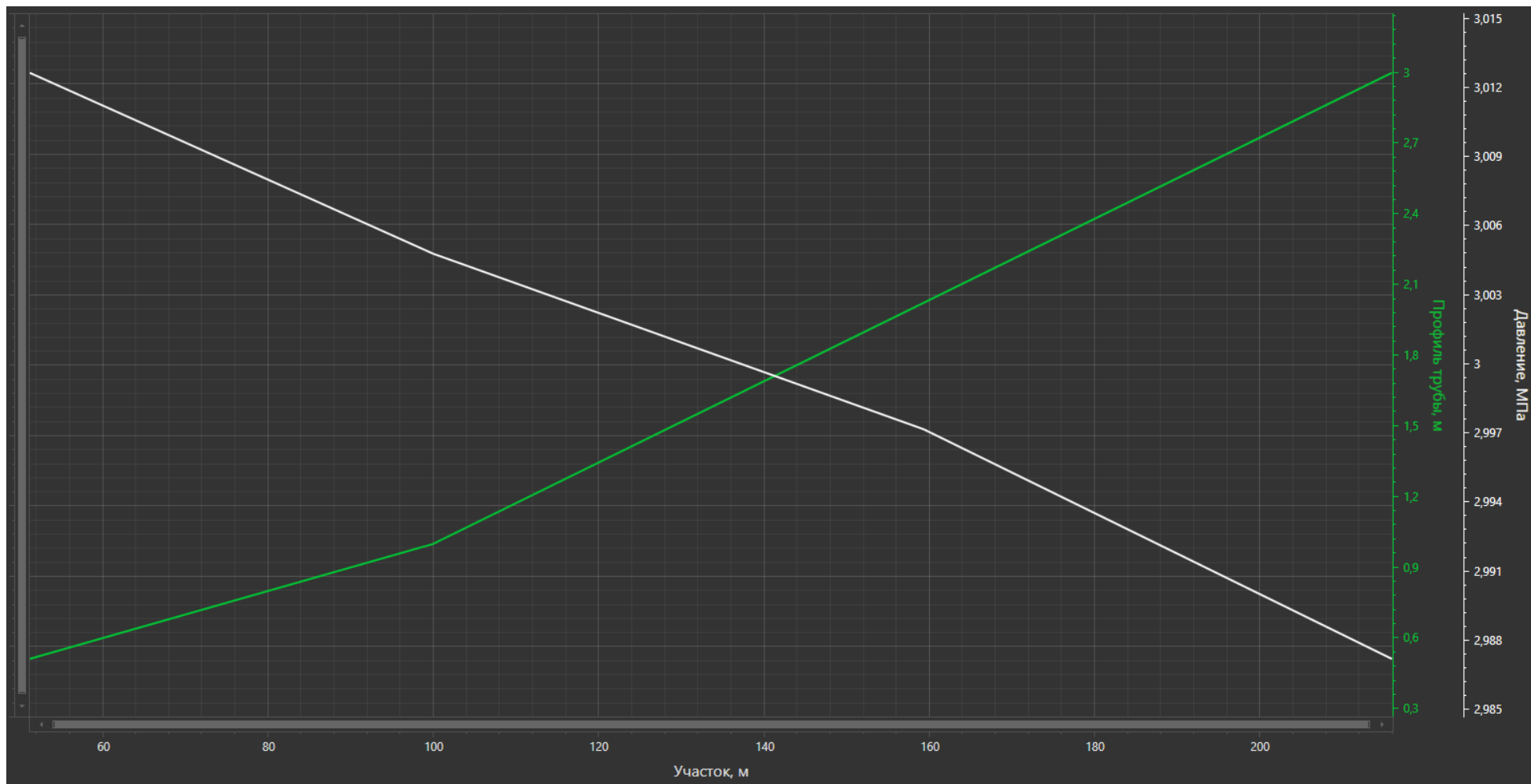


Рисунок 1.3.38 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №43 - греб. К.3»

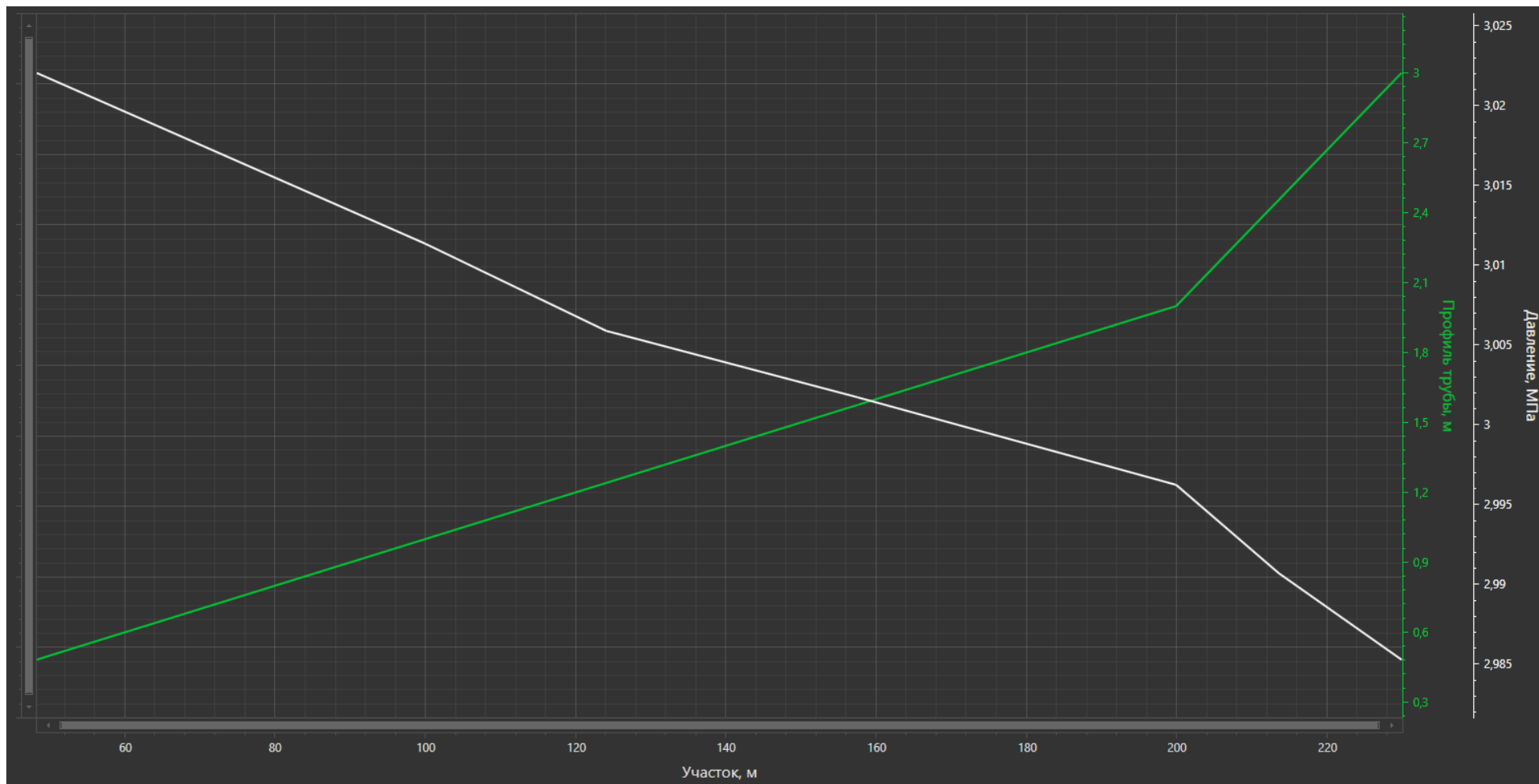


Рисунок 1.3.39 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №10 - греб. К.3»



Рисунок 1.3.40 – Распределение давления по нефтепроводу
«греб. К.4 – т.вр. «скв.3 - т.вр. скв.1 - т.вр.ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»

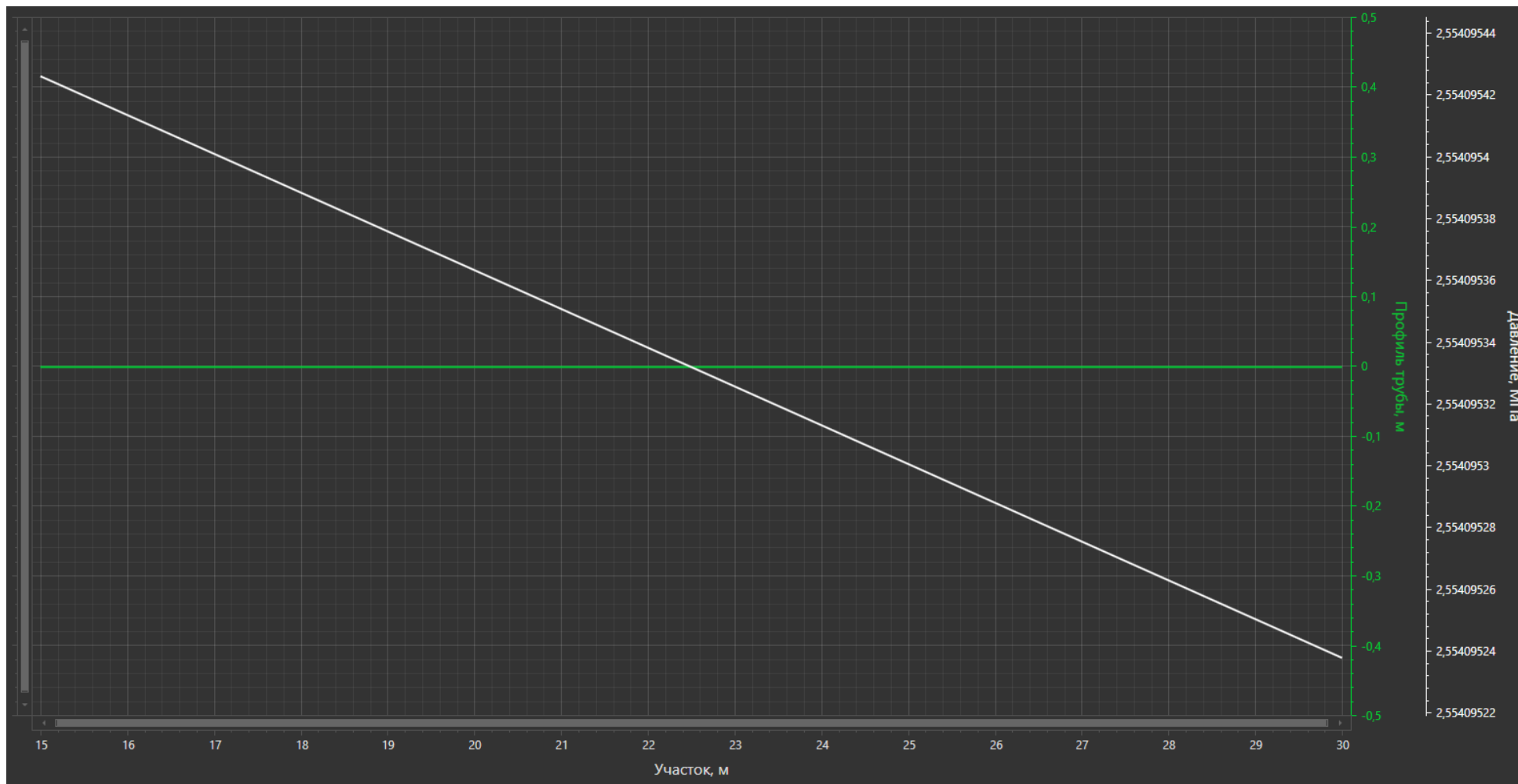


Рисунок 1.3.41 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №27 - греб. К.4»

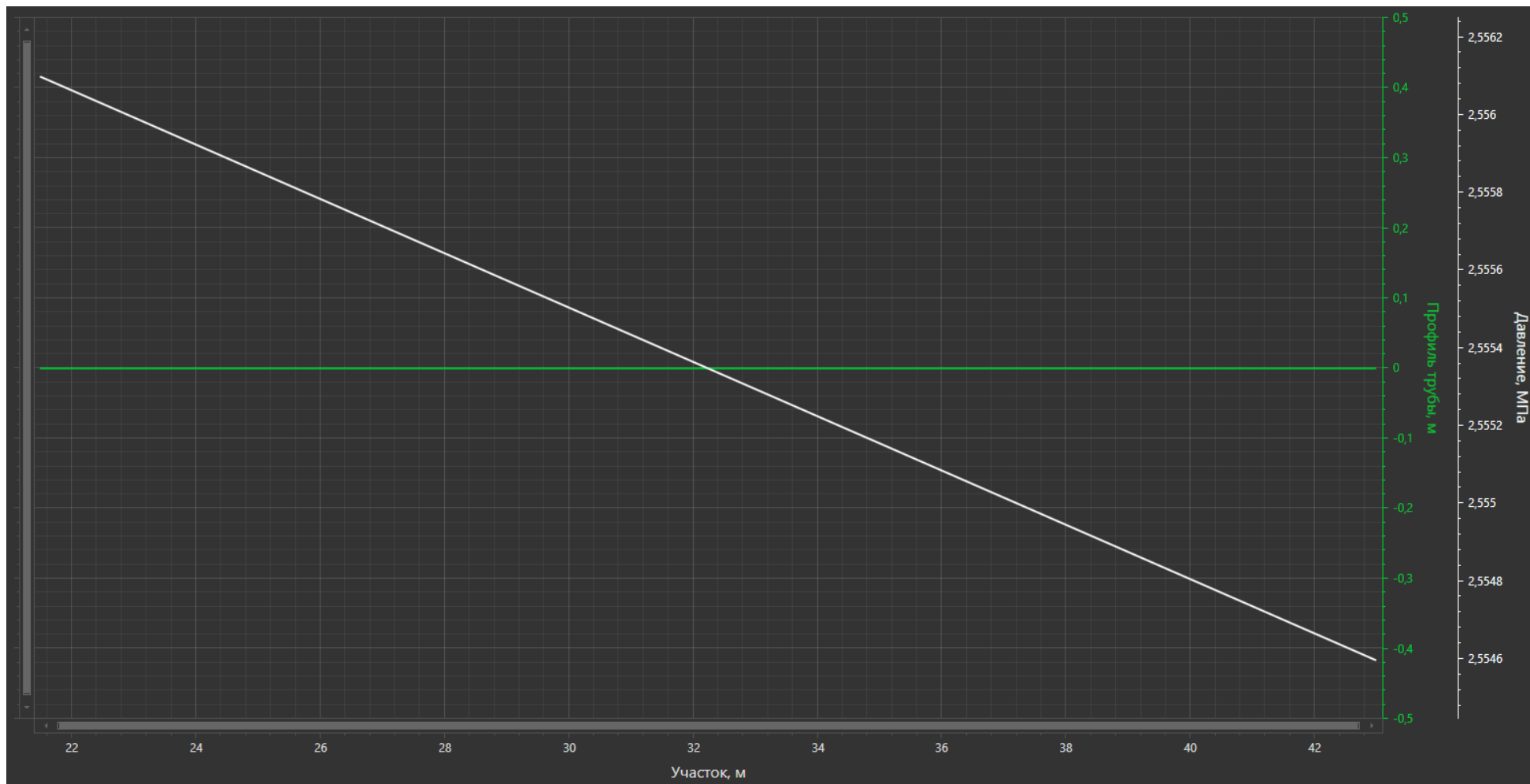


Рисунок 1.3.42 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №50 - греб. К.4»



Рисунок 1.3.43 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №76 - греб. К.4»



Рисунок 1.3.44 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №26 - греб. К.4»



Рисунок 1.3.45 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №77 - греб. К.4»

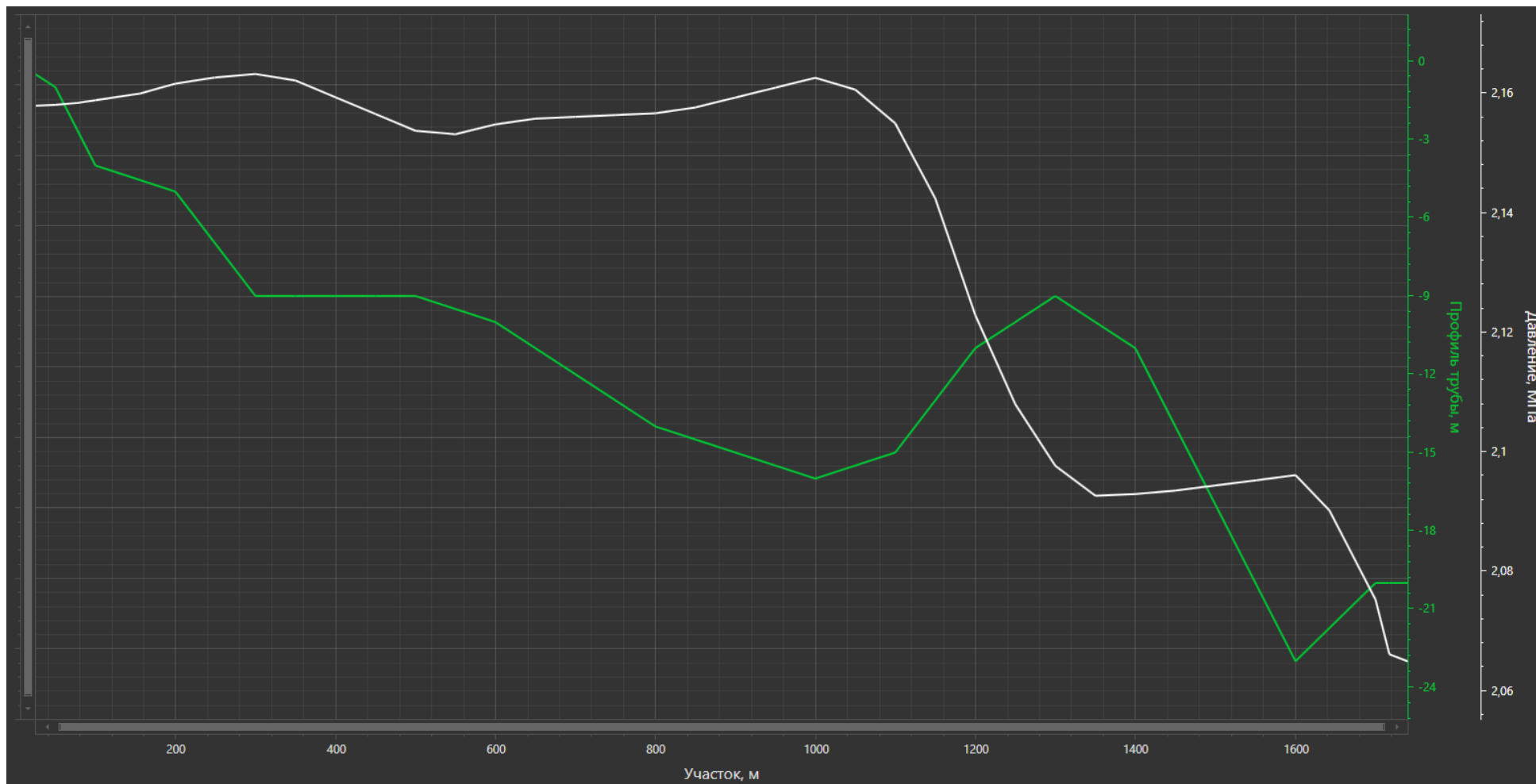


Рисунок 1.3.46 – Распределение давления по нефтепроводу
 «греб. К.5 – «греб. К.2 – т.вр. «скв.2 - т.вр. скв.3 - т.вр.ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»



Рисунок 1.3.47 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №5 - греб. К.5»

1.4. Гидравлический расчет пуска очистного снаряда по проектируемому нефтепроводу от Куста №4

Для очистки нефтепровода планируется использовать очистные устройства.

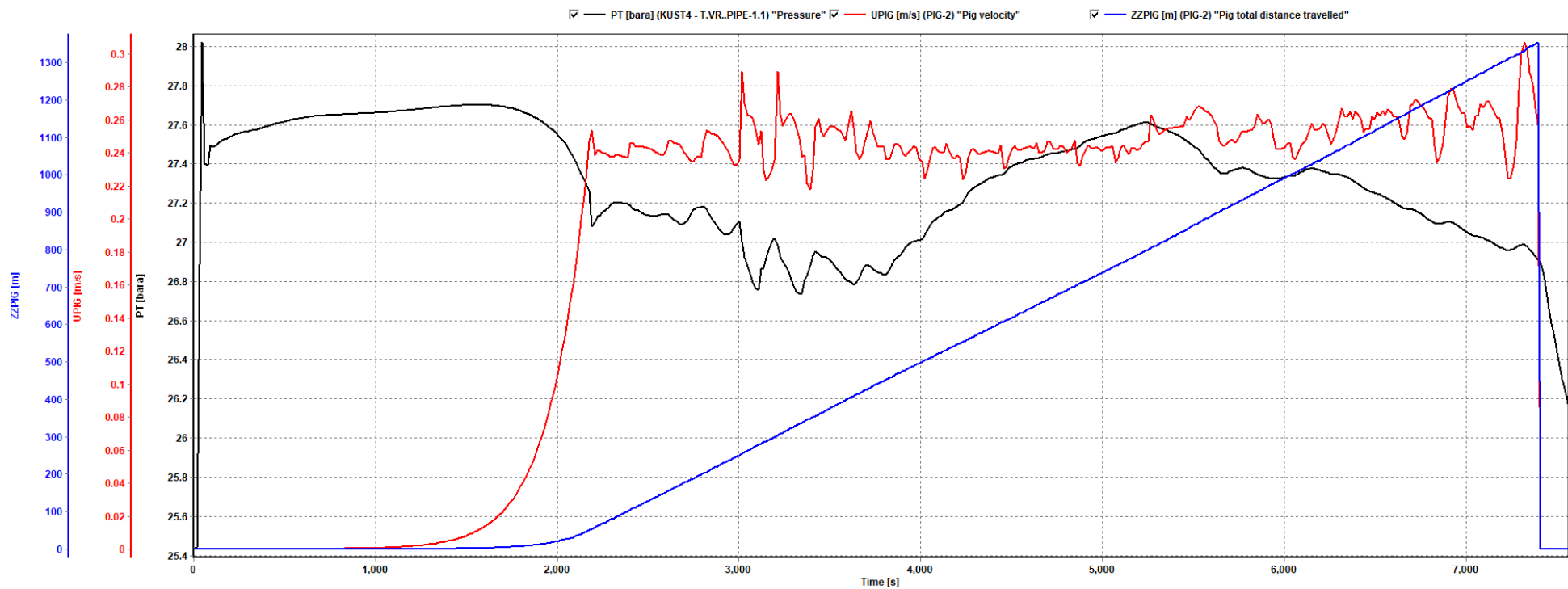
Запуск очистного устройства моделировался в ПК «OLGA» при расходах, соответствующих исходным данным в таблице 1.3.1, с учетом рекомендованного типоразмера 89х5 мм для проектируемого нефтепровода от Куста №4.

На рисунке 1.4.1 представлена расчетная гидравлическая схема сборного нефтепровода от Куста №4 с учетом движения скребка по нефтепроводу.



Рисунок 1.4.1 – Расчетная гидравлическая схема сборного нефтепровода от Куста №4 с учетом движения ОУ

На рисунке 1.4.2 представлен график изменения давления на выкиде Куста №4 с учетом движения по проектируемому нефтепроводу очистного устройства.



■ - Давление, бар

■ - Скорость скребка, м/с

■ - Пройдѐнный путь, м

Рисунок 1.4.2 – Изменение давления на выкиде Куста №4 с учетом движения очистного устройства по нефтепроводу от Куста №4

Как видно из рисунка 1.4.2 максимальное расчетное давление в трубопроводе типоразмером 89x5 мм при пропуске очистного устройства составляет 2,8 МПа. Время скребка в пути составило 2 часа 3 минуты, средняя скорость скребка 0,19 м/с.

Расчетное давление в трубопроводе не превысит максимально разрешённого значения (4,0 МПа).

Для обеспечения перекачки перспективного объема и нормального прохождения ОУ по проектируемому нефтепроводу рекомендуется строительство нефтепровода типоразмером 89x5 мм.

1.5. Гидравлический расчет пуска очистного снаряда по проектируемому нефтепроводу от Куста №5

Для очистки нефтепровода планируется использовать очистные устройства.

Запуск очистного устройства моделировался в ПК «OLGA» при расходах, соответствующих исходным данным в таблице 1.3.1, с учетом рекомендованного типоразмера 89х5 мм для проектируемого нефтепровода от Куста №5.

На рисунке 1.5.1 представлена расчетная гидравлическая схема сборного нефтепровода от Куста №5 с учетом движения скребка по нефтепроводу.

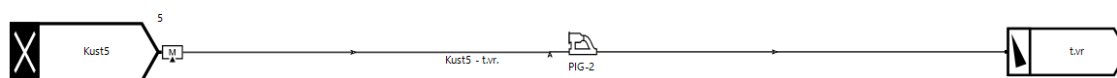
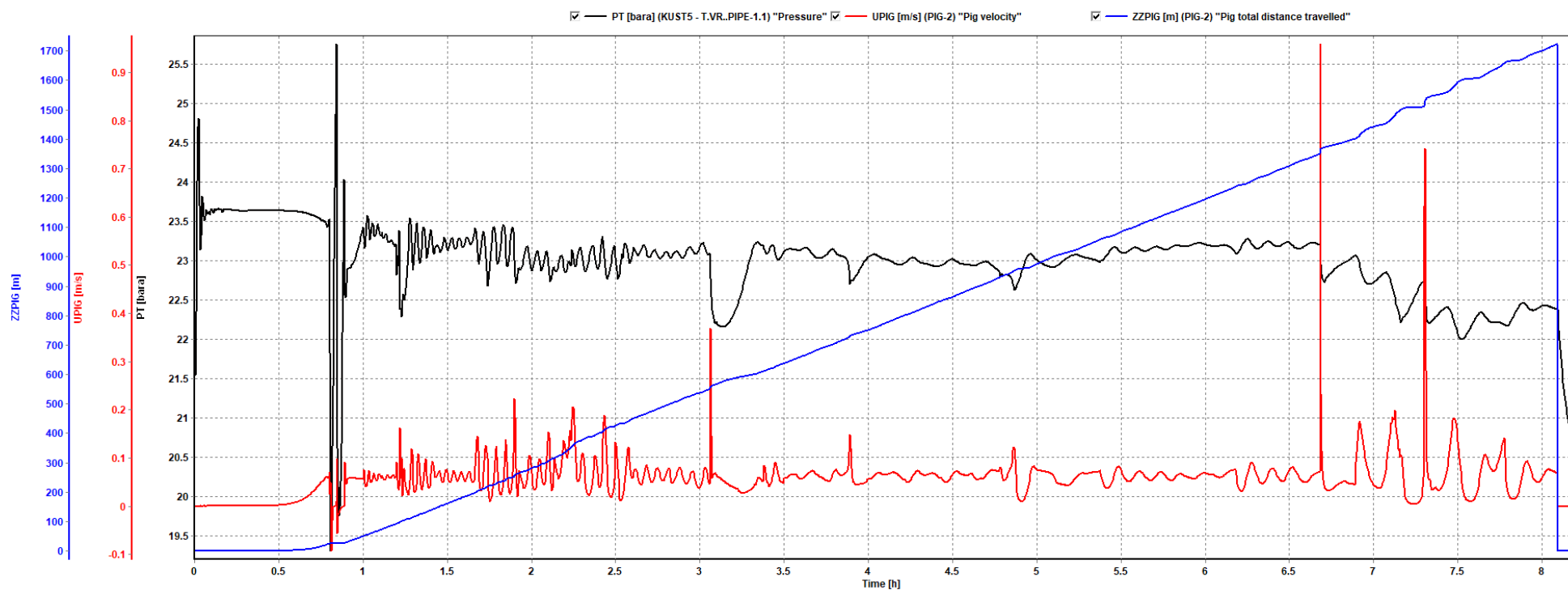


Рисунок 1.5.1 – Расчетная гидравлическая схема сборного нефтепровода от Куста №5 с учетом движения ОУ

На рисунке 1.5.2 представлен график изменения давления на выкиде Куста №5 с учетом движения по проектируемому нефтепроводу очистного устройства.



■ - Давление, бар

■ - Скорость скребка, м/с

■ - Пройдённый путь, м

Рисунок 1.5.2 – Изменение давления на выкиде Куста №5 с учетом движения очистного устройства по нефтепроводу от Куста №5

Как видно из рисунка 1.5.2 максимальное расчетное давление в трубопроводе типоразмером 89x5 мм при пропуске очистного устройства составляет 2,57 МПа. Время скребка в пути составило 8 часов 5 минут при средней скорости скребка 0,06 м/с.

Расчетное давление в трубопроводе не превысит максимально разрешённого значения (4,0 МПа).

Для обеспечения перекачки перспективного объема и нормального прохождения ОУ по проектируемому нефтепроводу рекомендуется строительство нефтепровода типоразмером 89x5 мм.

2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СИСТЕМЫ ППД ГАВРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Исходные данные для гидравлического расчёта

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

Принципиальная схема проектируемых водоводов Гавринского месторождения, предоставленная специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», приведена на рисунке 2.1.1.

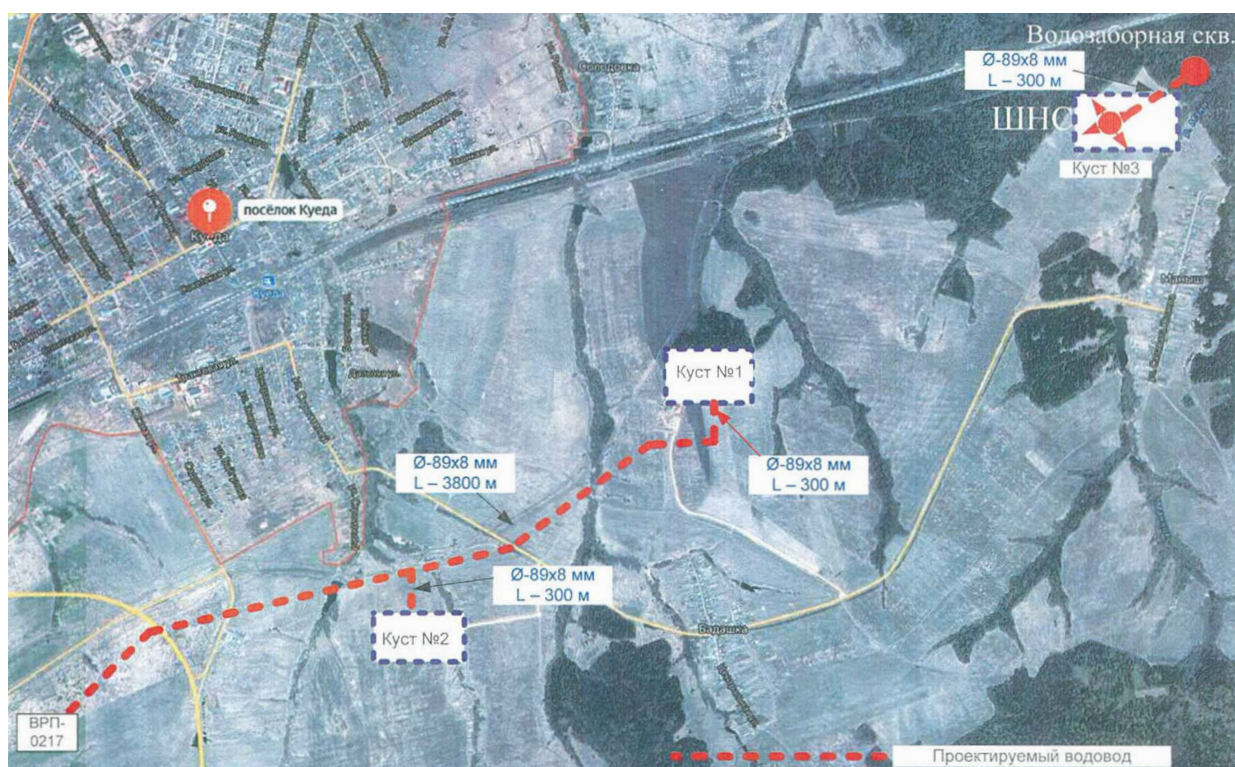


Рисунок 2.1.1 – Схема проектируемых водоводов Гавринского месторождения

Глубина залегания нагнетательных трубопроводов в среднем составляет 1,5 м. Температура почвы на глубине залегания нагнетательных трубопроводов принята в соответствии с данными Научно-прикладного справочника «Климат России». Расчёт проводился при температуре грунта 5 °С.

Плотность сточной подтоварной воды, закачиваемой с УППН «Куеда», принята 1107 кг/м³ (по данным Заказчика).

Существующее давление на КНС-0202С, по данным Заказчика, принято 13,0 МПа.

Проектное давление на приёме шурфа Куста №3, по данным Заказчика, принято 0,5 МПа, в связи с этим, при расчете перспективного состояния проектируемой низконапорной части системы ППД Гавринского месторождения, давление на выкиде Водозаборной скважины на Кусте №3 принято 0,51 МПа.

По данным Заказчика, давление на устье проектируемых нагнетательных скважин должно соответствовать 16,0 МПа, в связи с этим, при расчете перспективного состояния проектируемой высоконапорной части системы ППД Гавринского месторождения, давление на выкиде Шурфа Куста №3 принято 16,01 МПа.

2.2. Гидравлический расчёт текущего состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)

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

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

В таблице 2.2.1 приведены исходные данные для гидравлического расчета. На рисунках 2.2.1-2.2.4 представлены расчетные гидравлические схемы текущего состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С).

Таблица 2.2.1

Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)

Объект	Расход по жидкости, м ³ /сут
Скв.1124	10
Скв.829	24
Скв.1130	скважина в консервации (по данным Заказчика)

В результате гидравлического расчета текущего состояния системы ППД с использованием программного комплекса «ИСТП» были получены данные, приведенные в таблице 2.2.2.

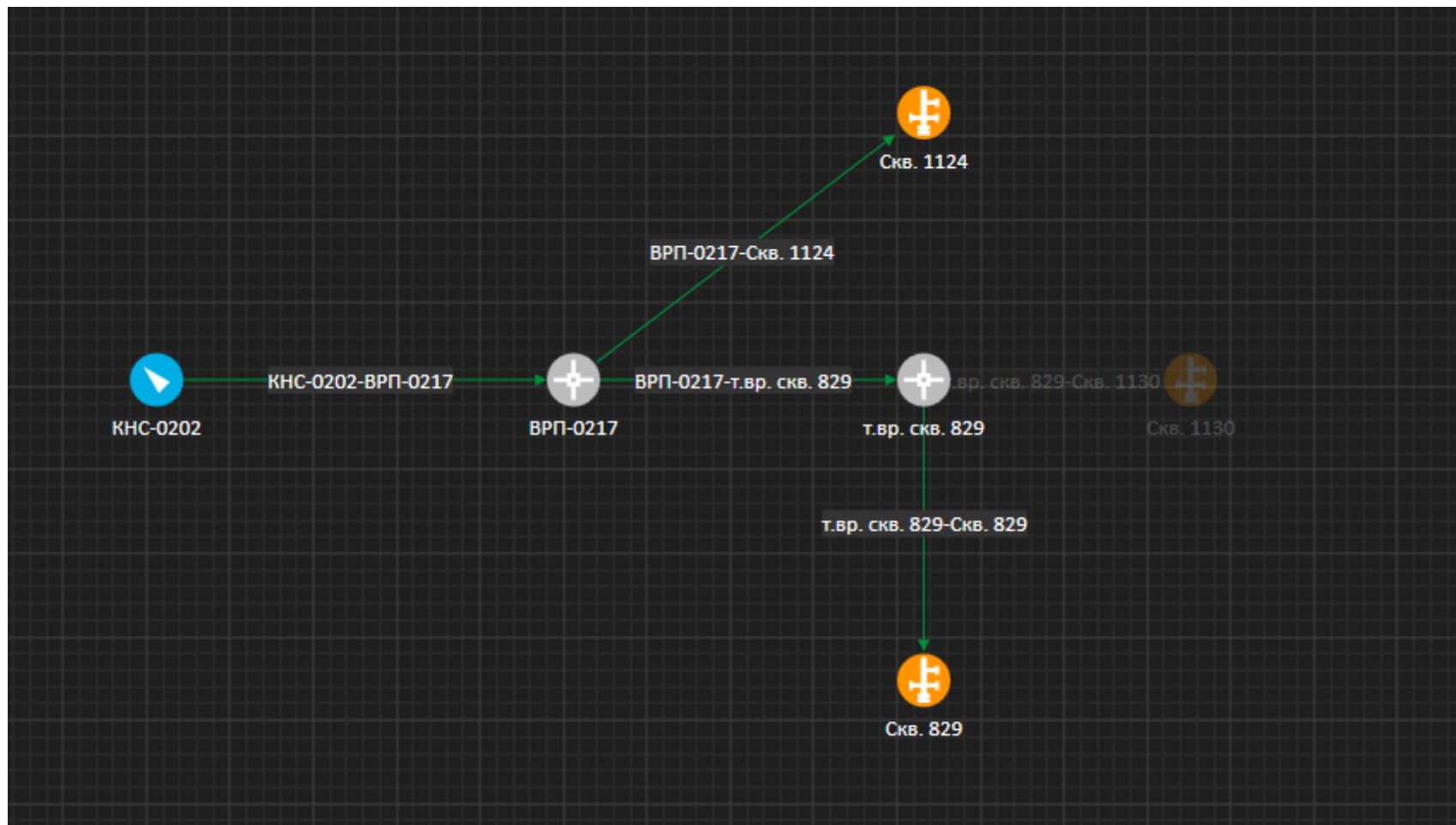


Рисунок 2.2.1 – Расчетная гидравлическая схема текущего состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)

Сводные данные по результатам расчета текущего состояния
высоконапорной части системы ППД Гавринского месторождения

Объект	Давление по данным Заказчика, МПа	Расчётное давление, МПа	Отклонение, МПа
ВРП-0217	13,00	12,98	-0,02
Скв.1124	13,00	12,96	-0,04
Скв.829	12,50	12,56	0,06

По результатам гидравлического расчета текущего состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С) установлено, что расчётные давления на объектах системы ППД в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают $\pm 0,15$ МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

2.3. Гидравлический расчёт перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)

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

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

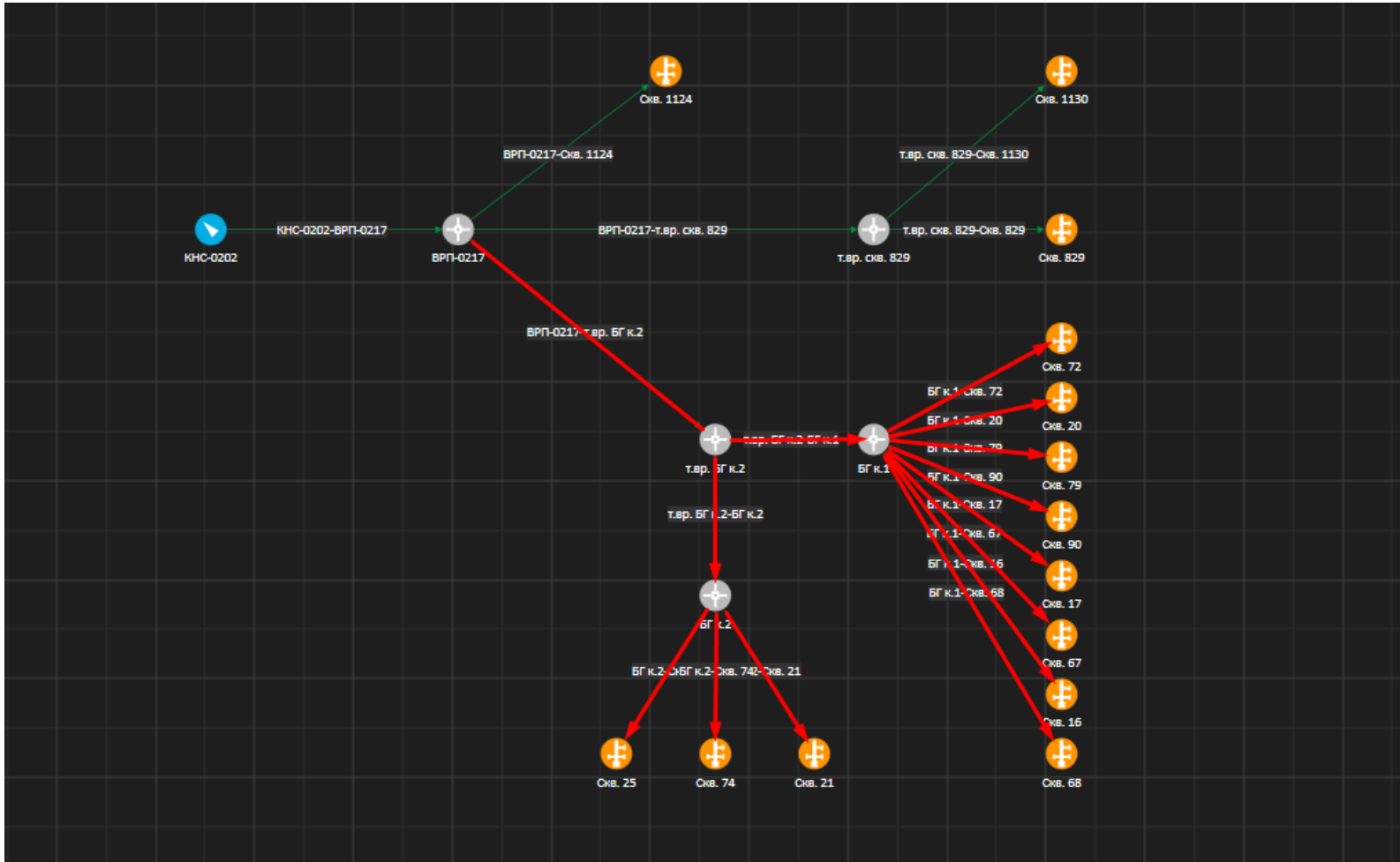
Расчеты проведены с использованием расчётной гидравлической схемы, представленной на рисунке 2.3.1 и исходных данных, представленных в таблице 2.3.1.

Для проектируемых водоводов рассмотрено два варианта типоразмеров:

- 1 вариант: трубы типоразмером 89х8 мм;
- 2 вариант: трубы типоразмером 114х8 мм.

Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)

Объект	Расход по жидкости, м ³ /сут
Скв.1124	10,00
Скв.829	24,00
Скв. 16	23,00 (с учётом 15% запаса)
Скв. 17	28,75 (с учётом 15% запаса)
Скв. 20	69,00 (с учётом 15% запаса)
Скв. 21	34,50 (с учётом 15% запаса)
Скв. 25	34,50 (с учётом 15% запаса)
Скв. 67	30,93 (с учётом 15% запаса)
Скв. 68	28,75 (с учётом 15% запаса)
Скв. 72	41,97 (с учётом 15% запаса)
Скв. 74	25,30 (с учётом 15% запаса)
Скв. 79	23,00 (с учётом 15% запаса)
Скв. 90	23,00 (с учётом 15% запаса)



[Redacted] - Перспективные водоводы

Рисунок 2.3.1 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)

В результате гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С) с использованием программного комплекса «ИСТП» были получены следующие данные, представленные в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчётное давление, МПа		Максимально разрешенное значение давления, МПа
		89x8 мм	114x8 мм	
ВРП-0217	12,98	12,89	12,89	21,00
Скв.1124	12,96	12,88	12,88	21,00
Скв.829	12,56	12,48	12,48	21,00
БГ к.1	-	12,25	12,76	21,00
Скв. 16	-	12,24	12,75	21,00
Скв. 17	-	12,24	12,75	21,00
Скв. 20	-	12,24	12,75	21,00
Скв. 67	-	12,25	12,75	21,00
Скв. 68	-	12,24	12,74	21,00
Скв. 72	-	12,25	12,75	21,00
Скв. 79	-	12,25	12,75	21,00
Скв. 90	-	12,24	12,75	21,00
БГ к.2	-	12,46	12,82	21,00
Скв. 21	-	12,45	12,81	21,00
Скв. 25	-	12,43	12,79	21,00
Скв. 74	-	12,44	12,8	21,00

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения при давлении на выкиде КНС-0202С равном 13,0 МПа, с учетом 15 % запаса по нагрузке проектируемых скважин, расчетные давления

для обоих вариантов типоразмеров не превышают максимально разрешенного значения (21,00 МПа).

Также, по полученным результатам гидравлического расчета, наблюдается, что давления закачки на проектируемых скважинах не соответствуют значению, требуемого Заказчиком (16,0 МПа). В связи с чем, для достижения необходимых значений давлений для проектируемых скважин принято увеличить давление на выкиде КНС-0202С до 16,8 МПа.

В результате гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения, с учётом увеличения давления на выкиде КНС-0202С, с использованием программного комплекса «ИСТП» были получены следующие данные, представленные в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (при давлении на выкиде КНС-0202С 16,8 МПа)

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчётное давление, МПа		Максимально разрешенное значение давления, МПа
		89x8 мм	114x8 мм	
ВРП-0217	12,98	16,69	16,69	21,00
Скв.1124	12,96	16,68	16,68	21,00
Скв.829	12,56	16,28	16,28	21,00
БГ к.1	-	16,05	16,56	21,00
Скв. 16	-	16,04	16,55	21,00
Скв. 17	-	16,04	16,55	21,00
Скв. 20	-	16,05	16,55	21,00
Скв. 67	-	16,05	16,55	21,00
Скв. 68	-	16,04	16,54	21,00
Скв. 72	-	16,05	16,56	21,00
Скв. 79	-	16,05	16,56	21,00
Скв. 90	-	16,04	16,55	21,00
БГ к.2	-	16,26	16,62	21,00

Объект	Расчётное текущее давление, МПа	Расчётное давление, МПа		Максимально разрешенное значение давления, МПа
		89x8 мм	114x8 мм	
Скв. 21	.	16,25	16,62	21,00
Скв. 25	.	16,23	16,6	21,00
Скв. 74	.	16,24	16,61	21,00

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения при давлении на выкиде КНС-0202С равном 16,8 МПа, с учетом 15 % запаса по нагрузке проектируемых скважин, расчетные давления для обоих вариантов типоразмеров не превышают максимально разрешенного значения (21,00 МПа).

Следует учесть, что подобное изменение давления на выкиде КНС-0202С приведёт к изменению значений давления на всех объектах высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения.

Вариант реализации 114x8 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего рекомендуется строительство трубопроводов типоразмером 89x8 мм.

Графики распределения давления по профилям проектируемых трубопроводов (при существующем давлении на выкиде КНС-0202С 13,0 МПа), для рекомендованного варианта типоразмера, представлены на рисунках 2.3.2 – 2.3.15.

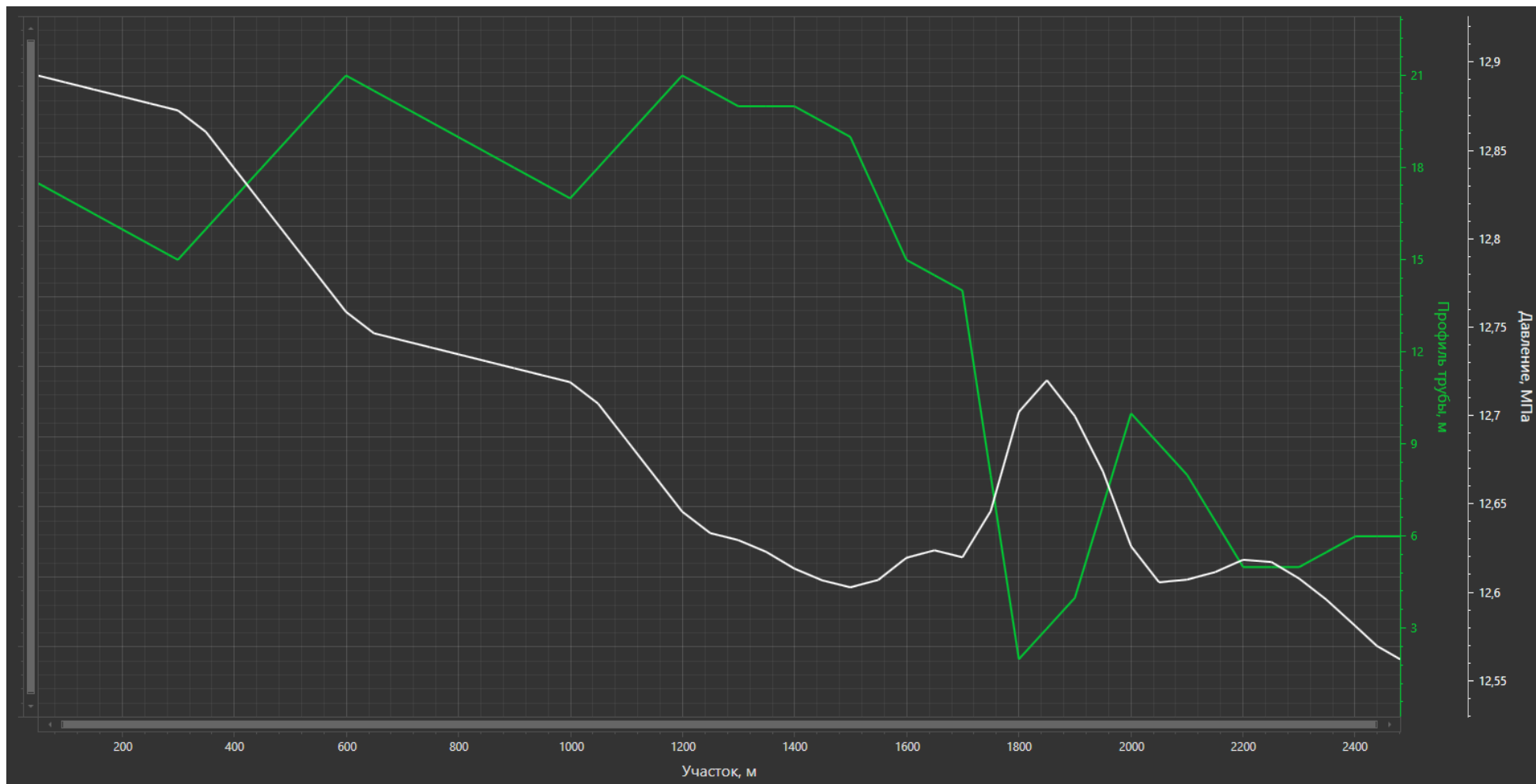


Рисунок 2.3.2 – Распределение давления по водоводу «ВРП-0217 – БГ к.1»
(ПК 00+00 – ПК 24+80)

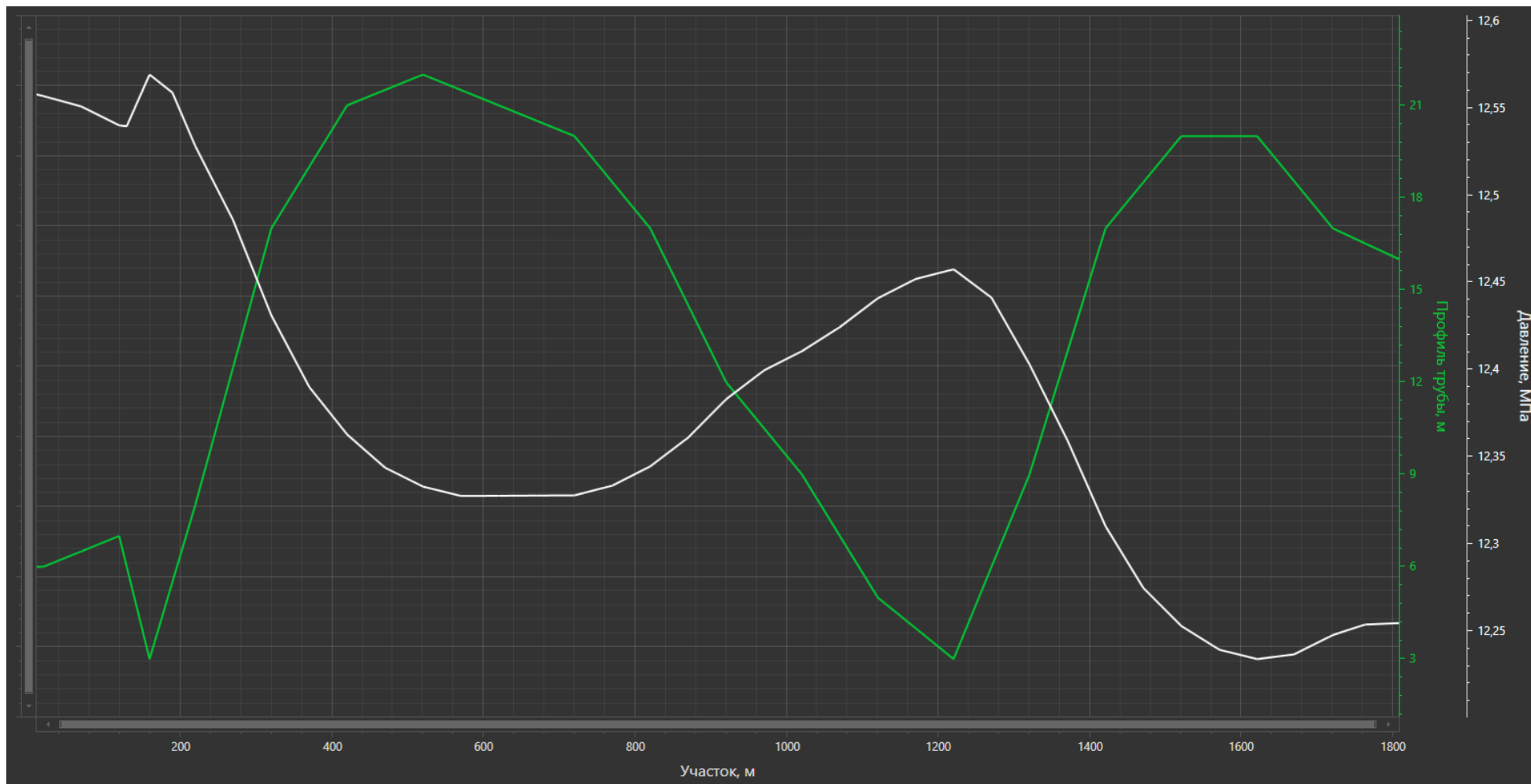


Рисунок 2.3.3 – Распределение давления по водоводу «ВРП-0217 – БГ к.1»
(ПК 24+80 – ПК 42+87)

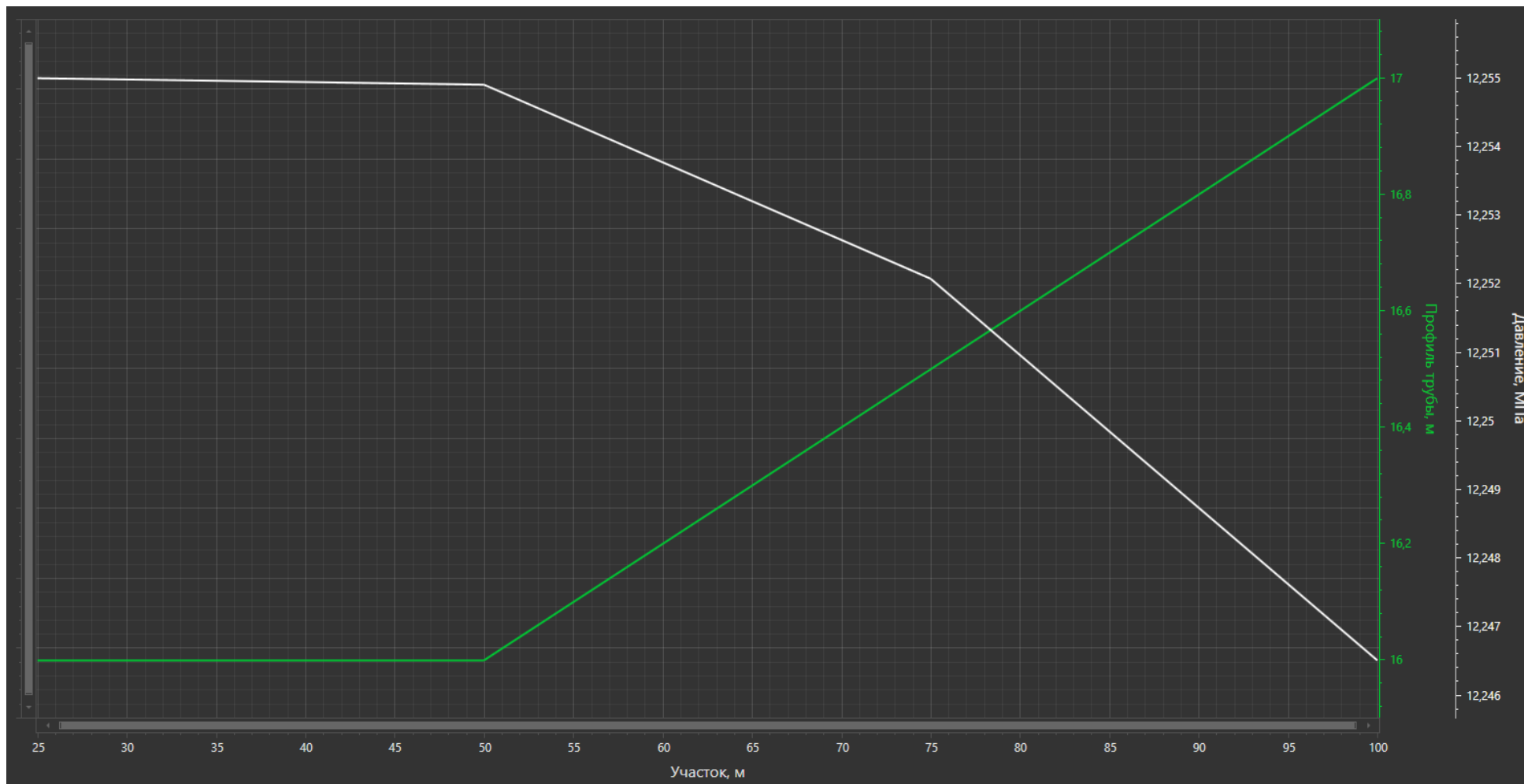


Рисунок 2.3.4 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №72»

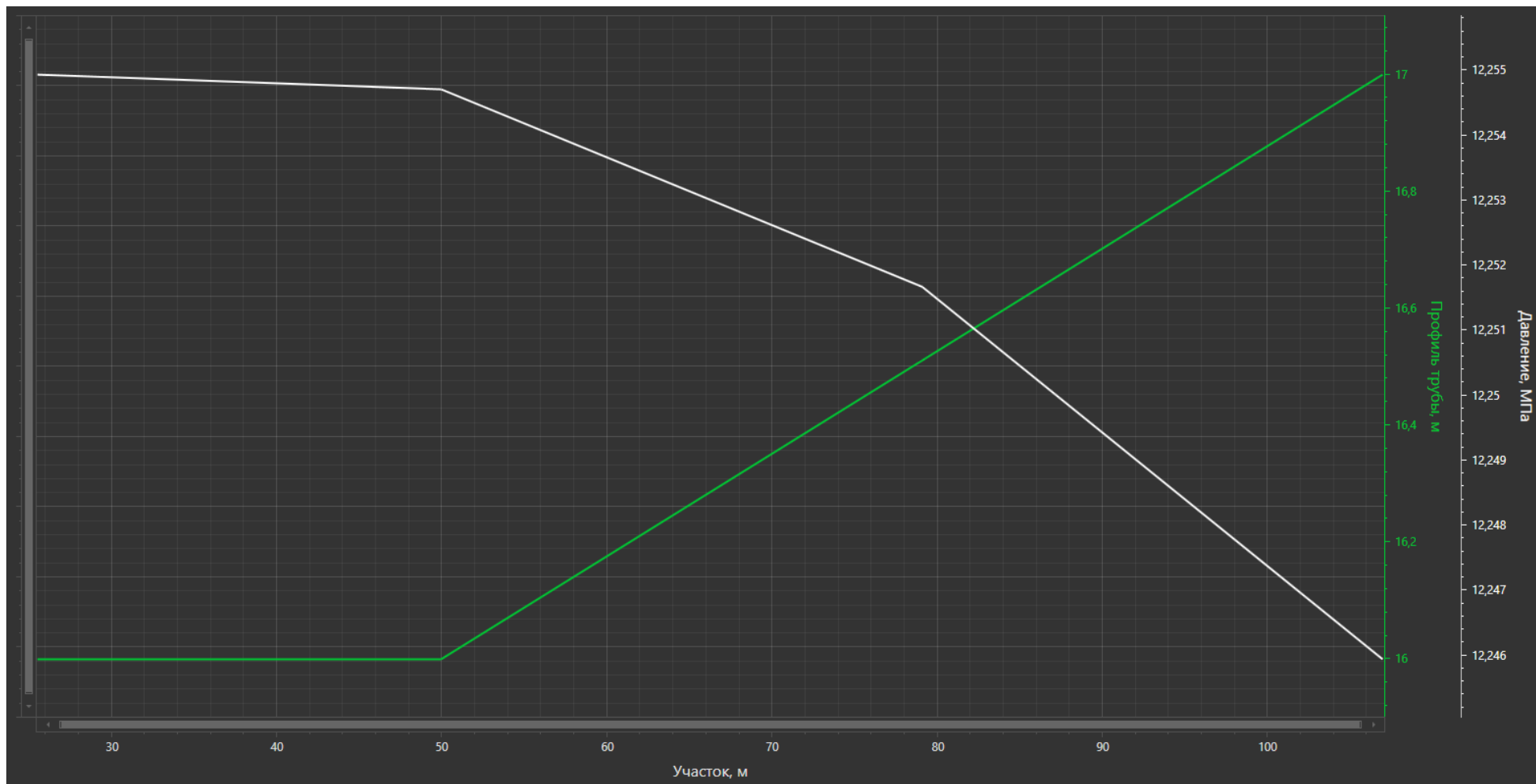


Рисунок 2.3.5 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №20»

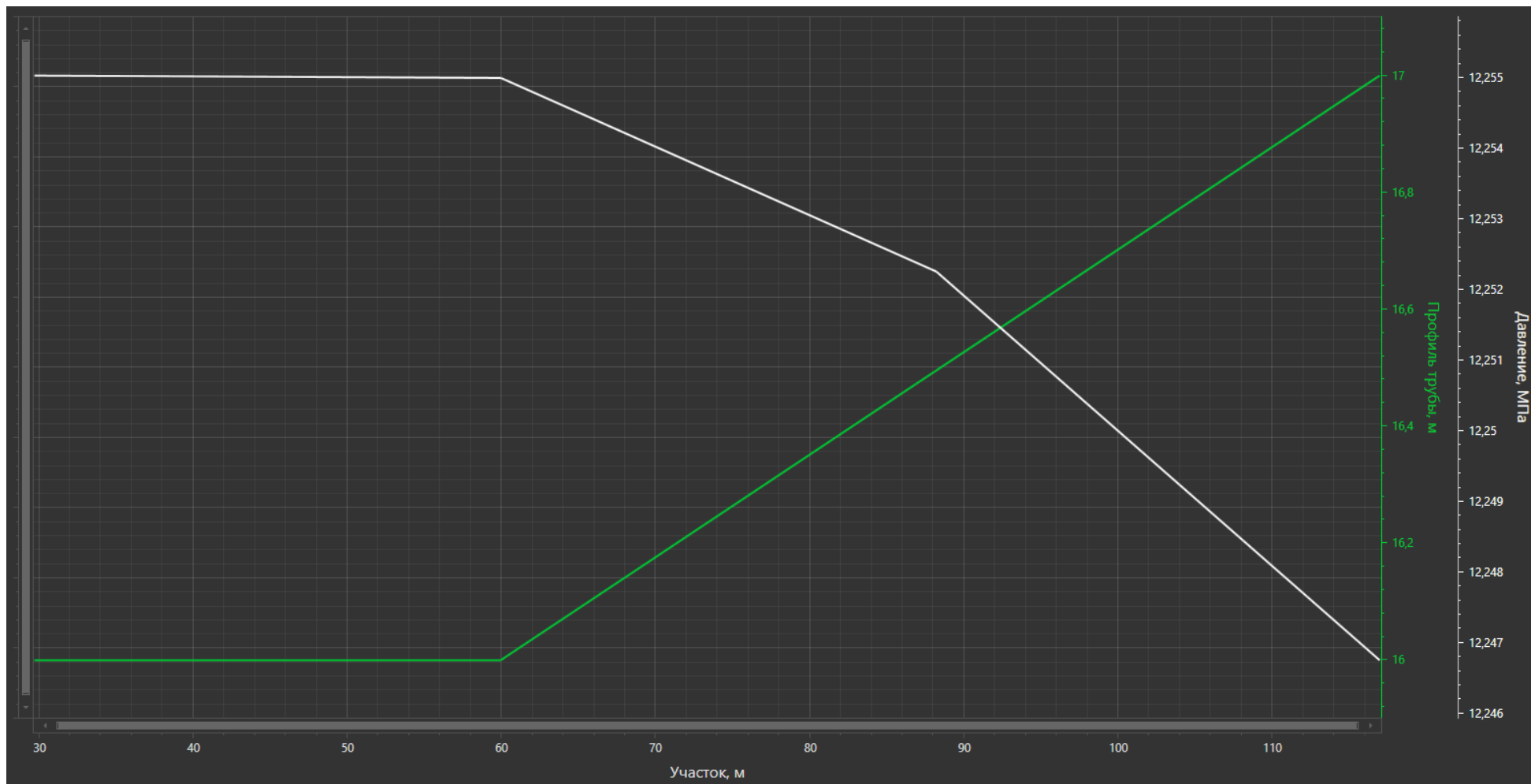


Рисунок 2.3.6 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №79»

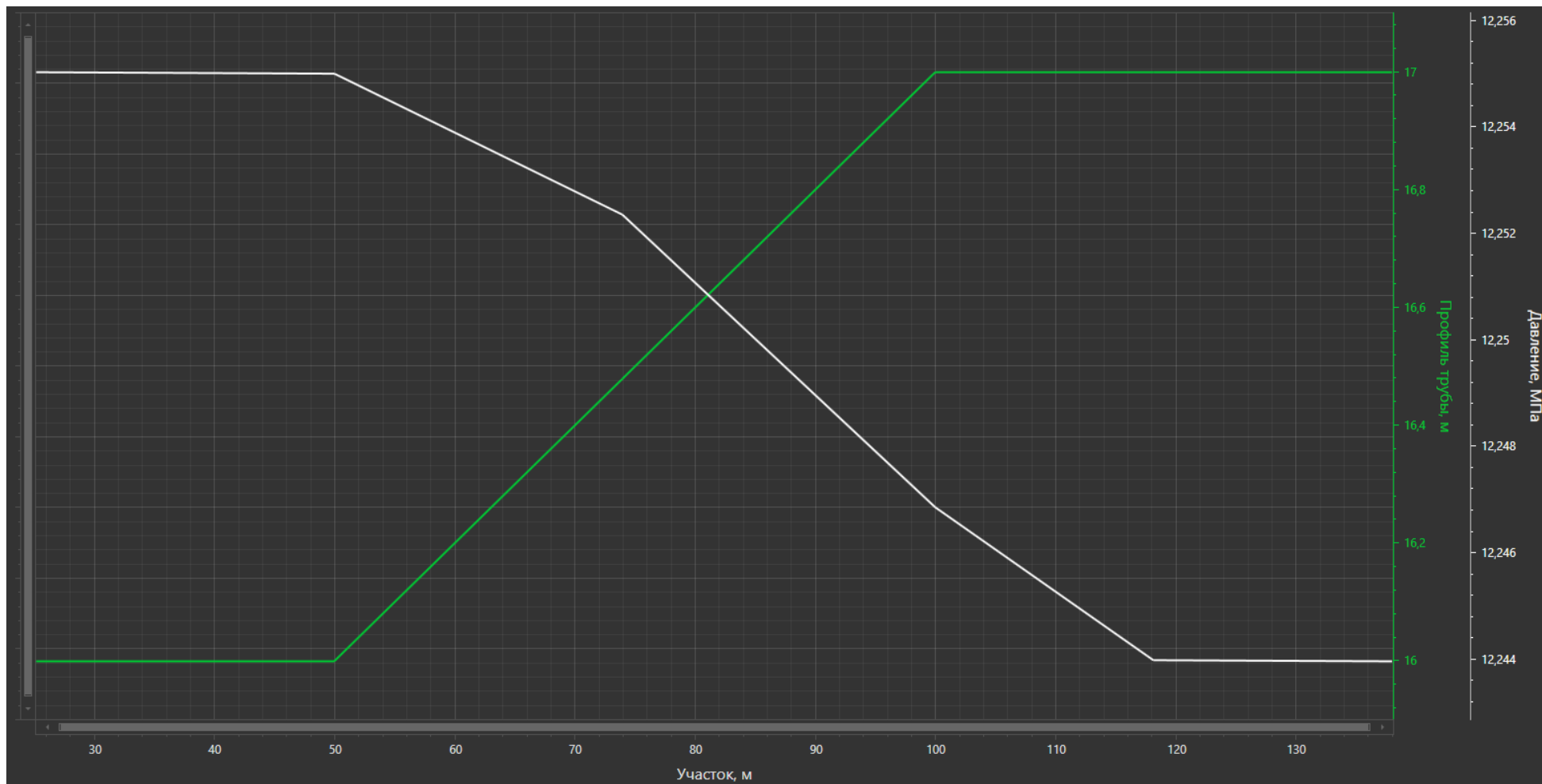


Рисунок 2.3.7 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №90»

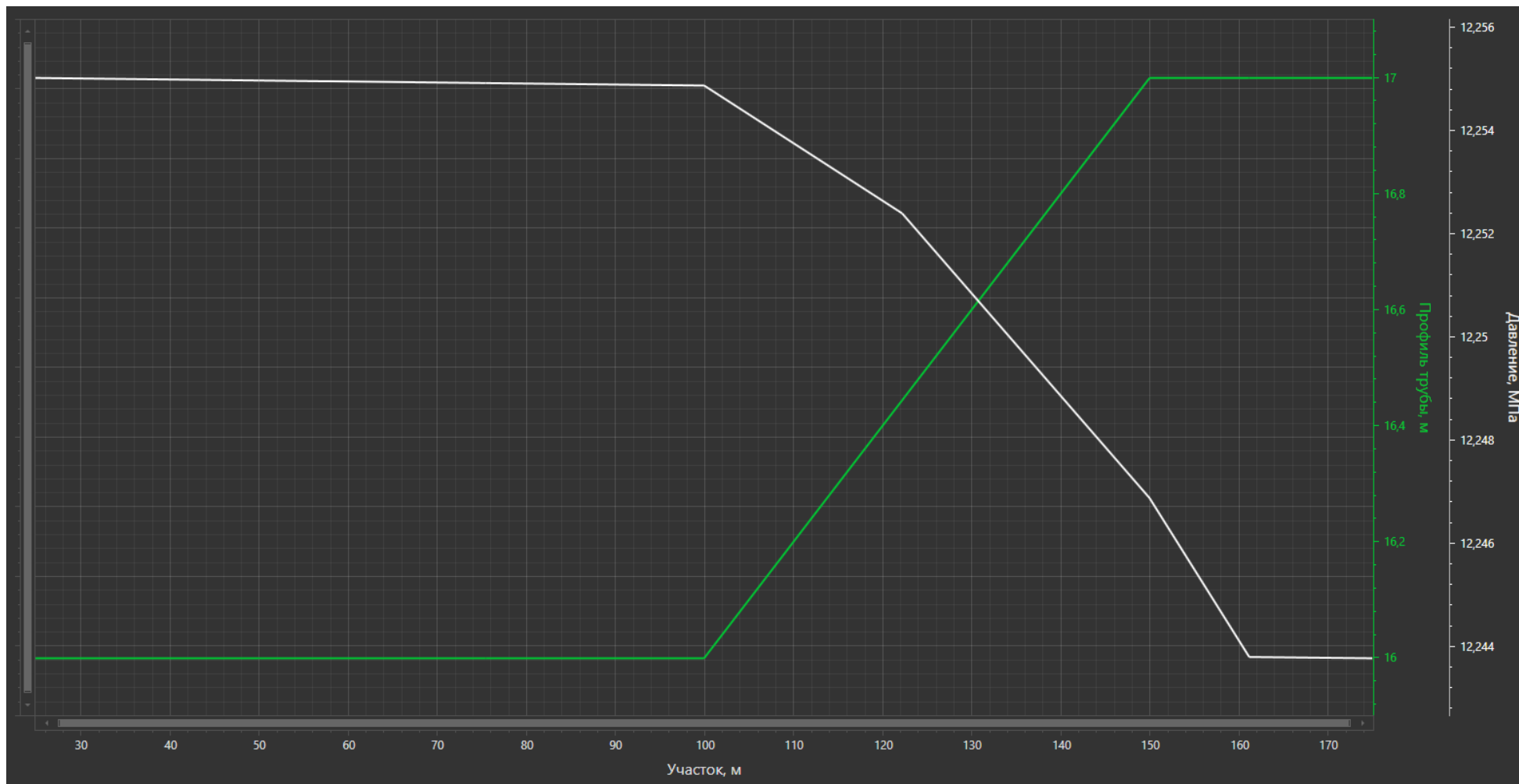


Рисунок 2.3.8 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №17»



Рисунок 2.3.9 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №67»

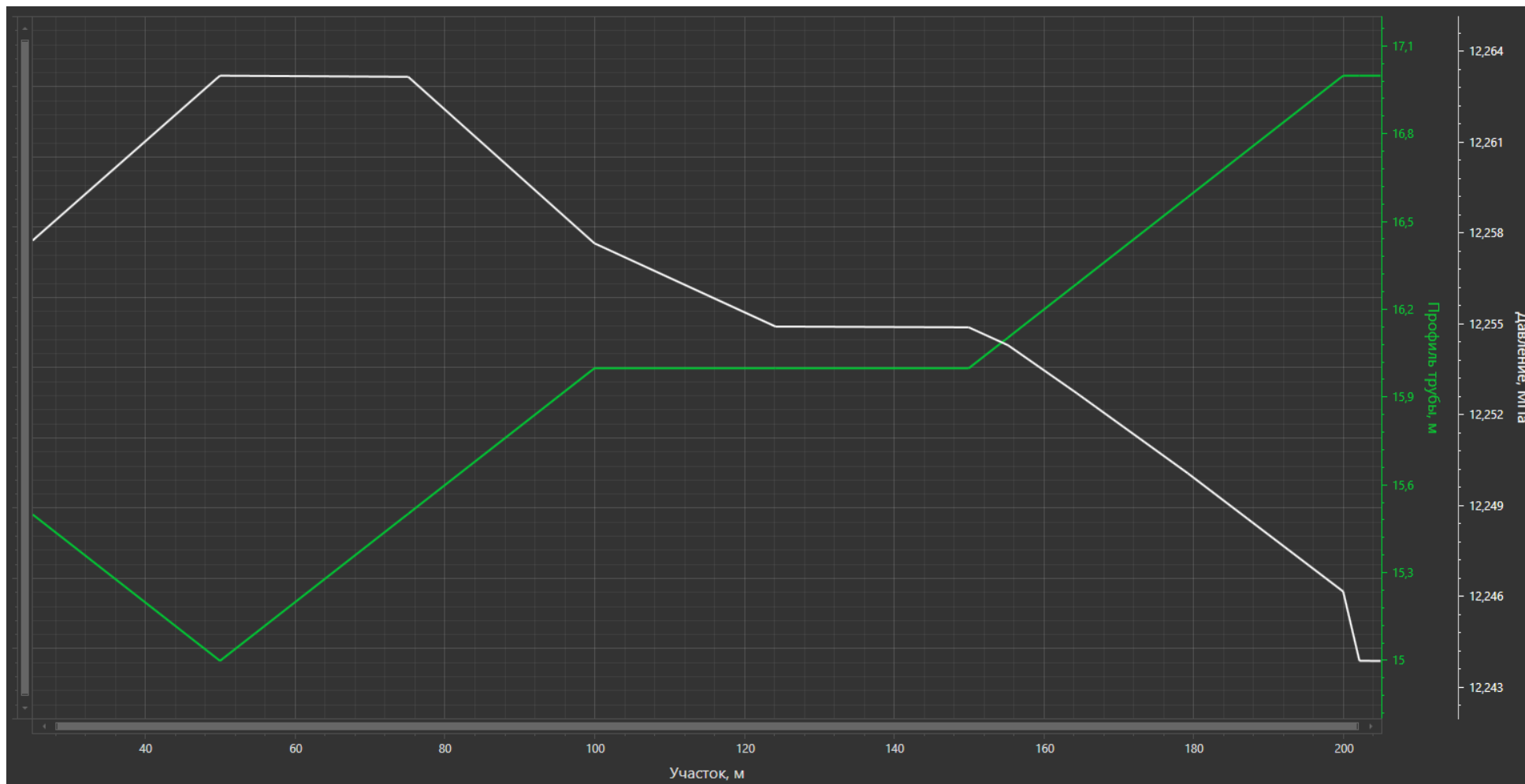


Рисунок 2.3.10 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №16»



Рисунок 2.3.11 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №68»

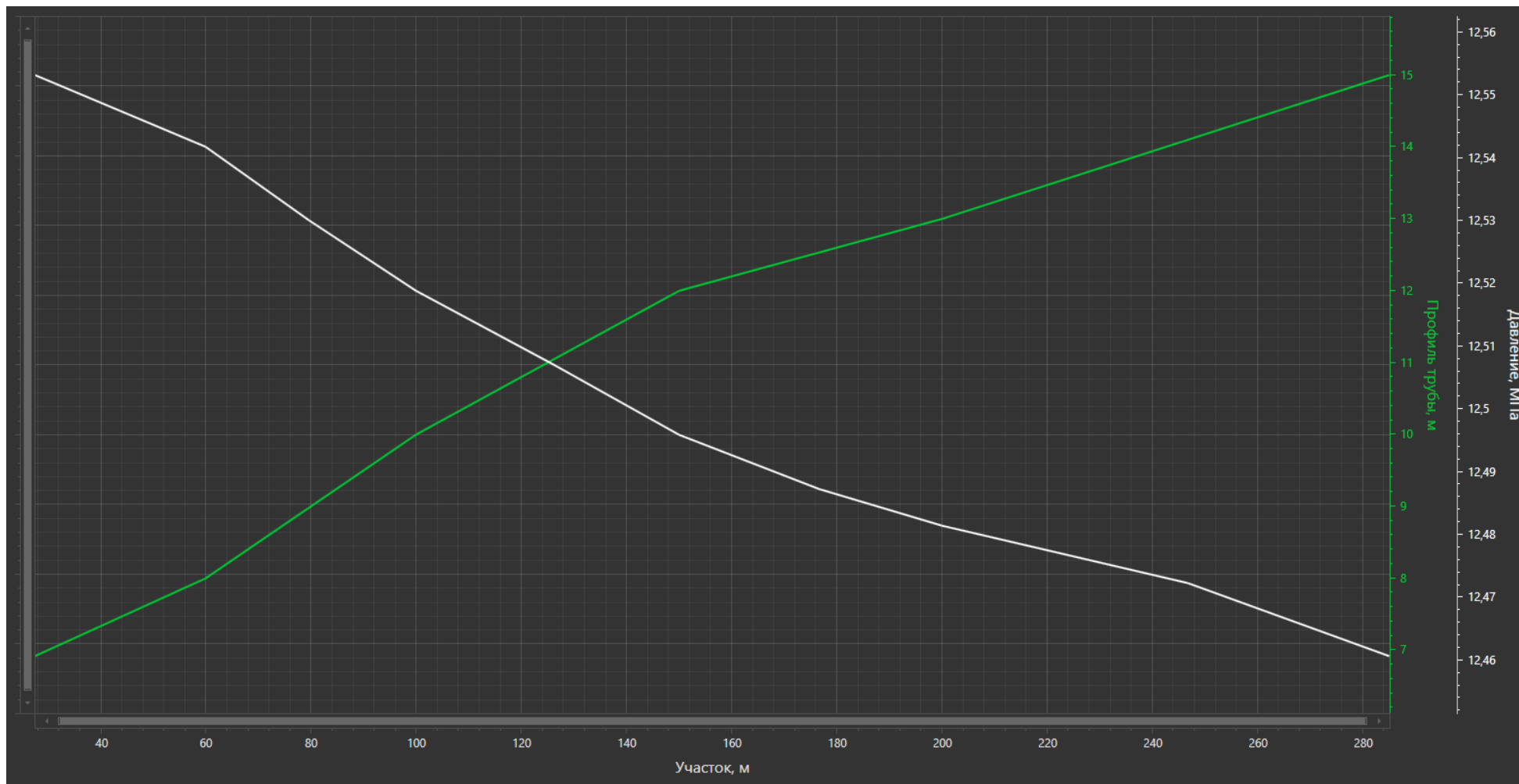


Рисунок 2.3.12 – Распределение давления по водоводу
«Т.вр. в в/в «ВРП-0217 – БГ к.1» - БГ к.2»

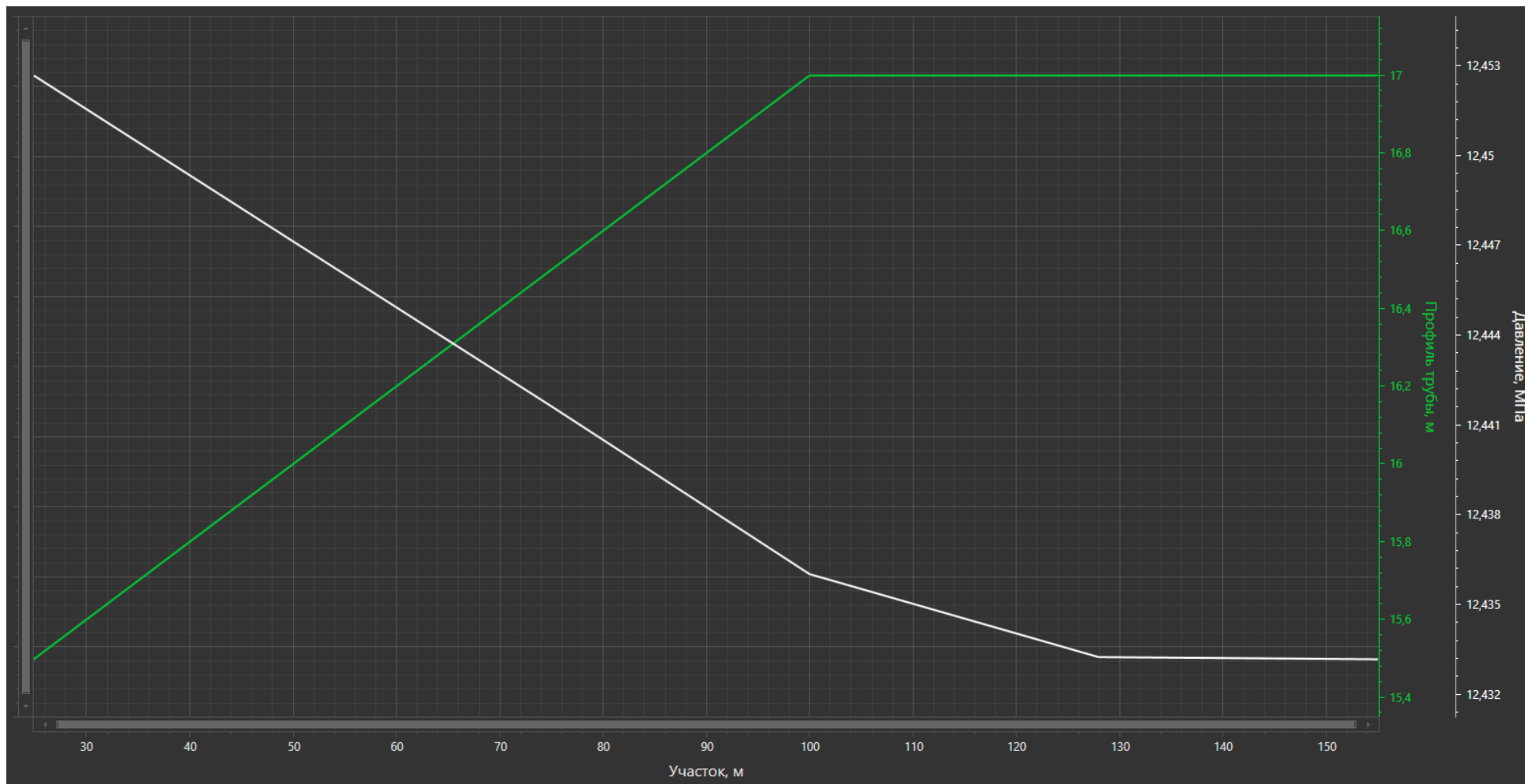


Рисунок 2.3.13 – Распределение давления по водоводу «БГ к.2 – Скв. №25»

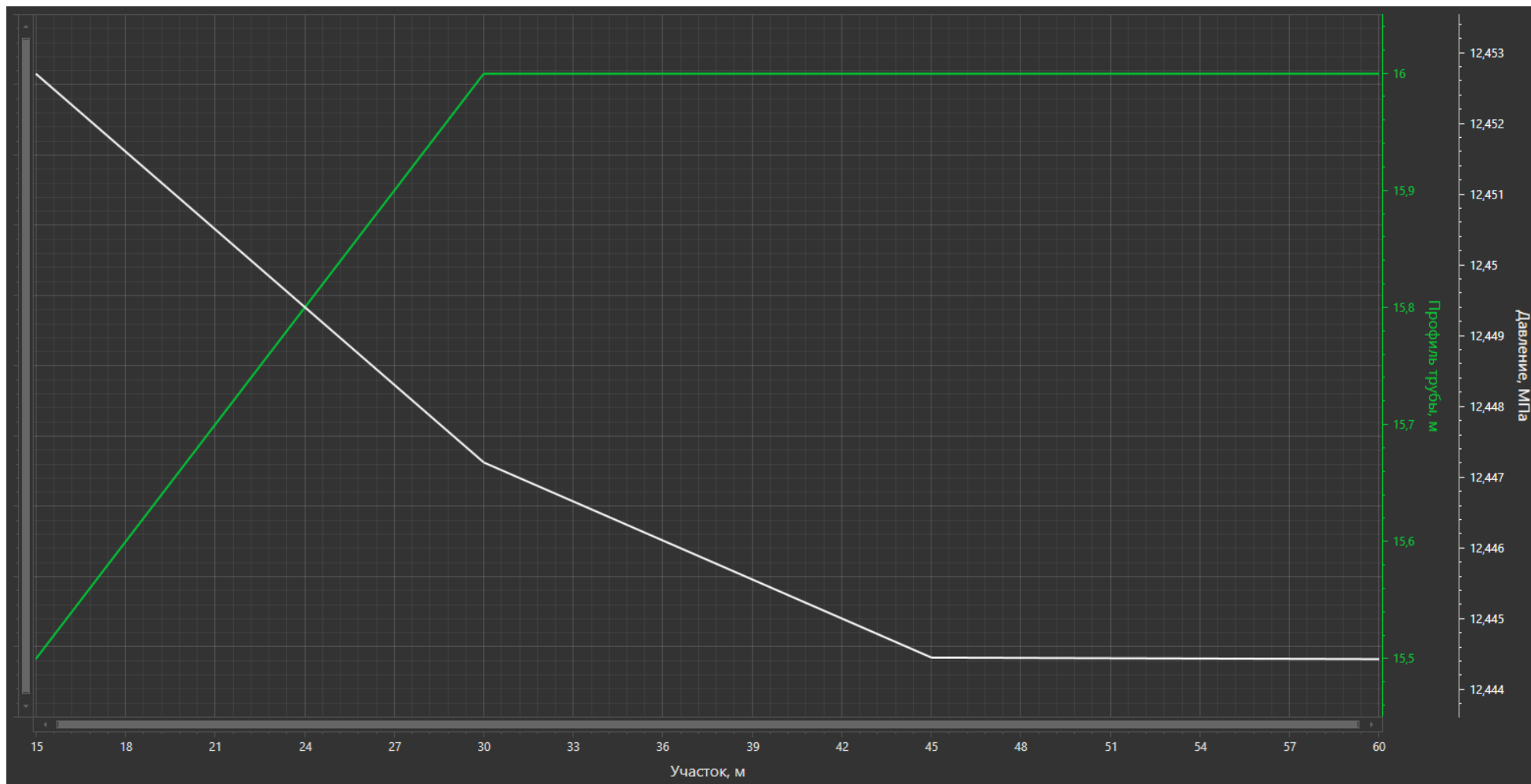


Рисунок 2.3.14 – Распределение давления по водоводу «БГ к.2 – Скв. №74»

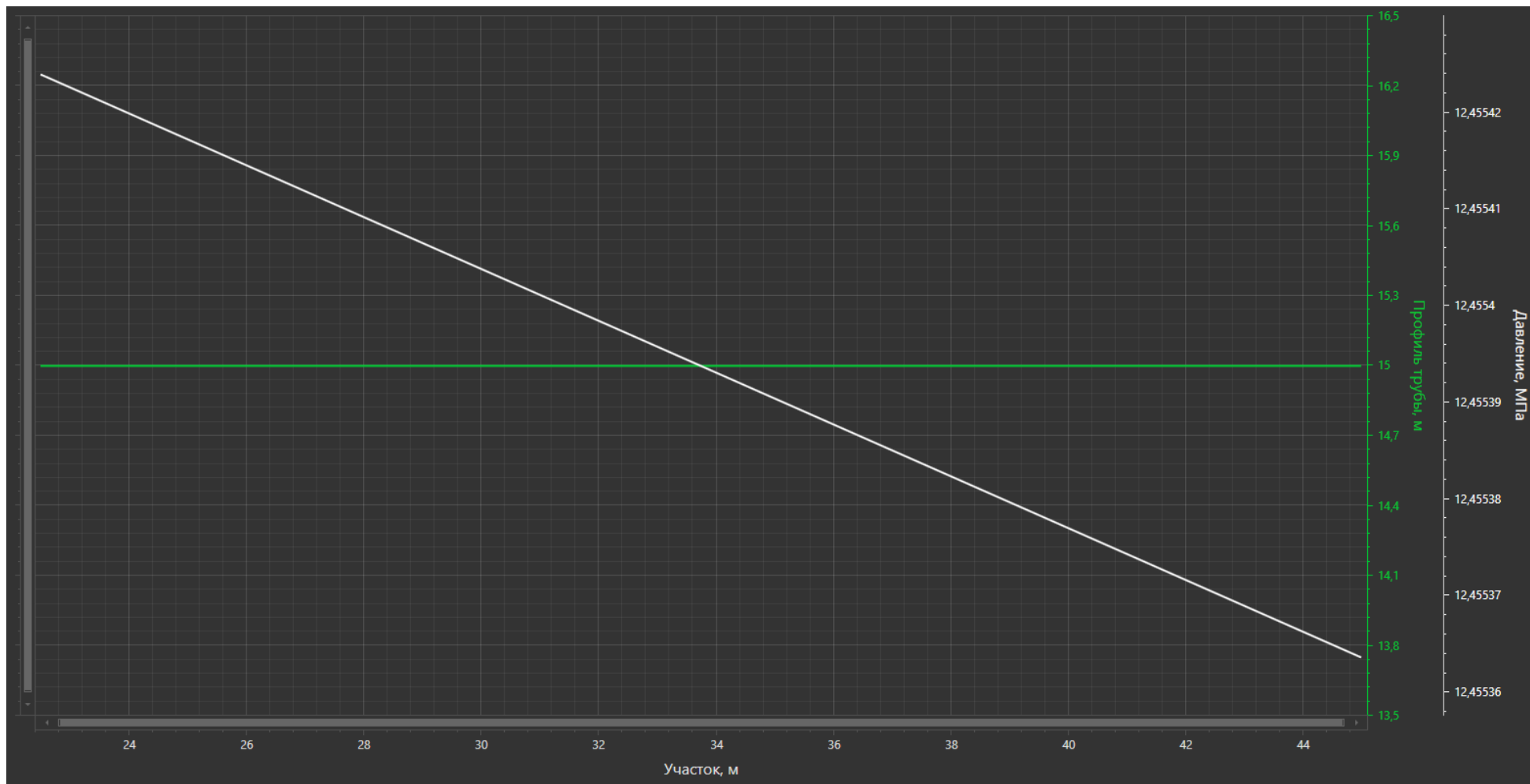


Рисунок 2.3.15 – Распределение давления по водоводу «БГ к.2 – Скв. №21»

2.4. Гидравлический расчёт перспективного состояния проектируемой системы ПЖД Гавринского месторождения

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

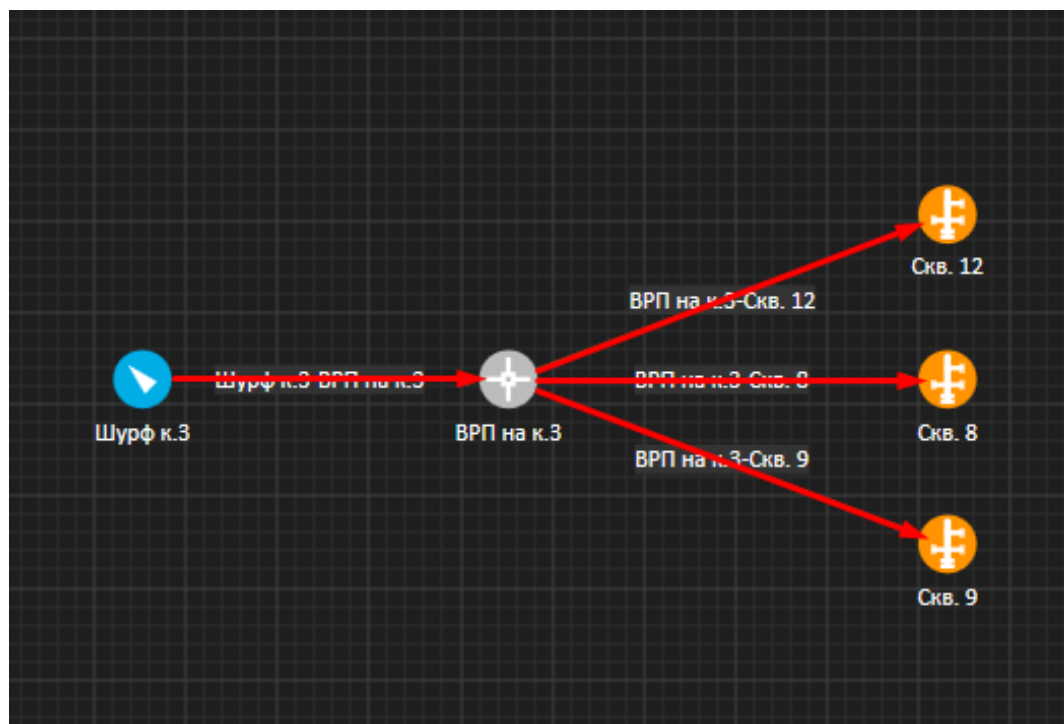
Значение шероховатости внутренней поверхности проектируемых нагнетательных трубопроводов принято 0,0001 м. Для расчета в качестве грунта, в котором залегают нагнетательные трубопроводы, принимались глины и суглинка и соответственно их теплофизические свойства.

Расчеты проведены с использованием расчётных гидравлических схем, представленных на рисунках 2.4.1-2.4.2 и исходных данных, представленных в таблице 2.4.1.

Для проектируемых водоводов рассмотрено два варианта типоразмера:

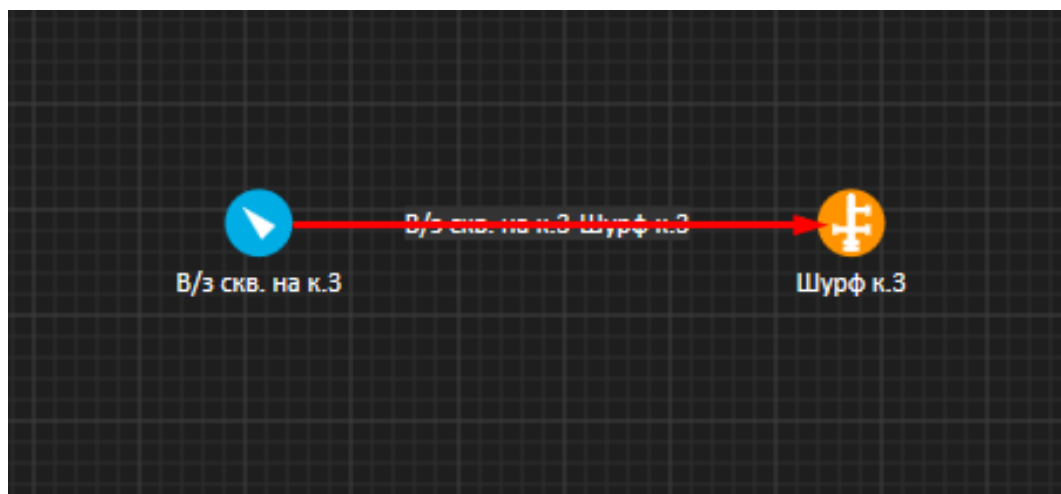
1 вариант: трубы типоразмером 89х8 мм;

2 вариант: трубы типоразмером 114х8 мм.



 - Перспективные водоводы

Рисунок 2.4.1 – Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния высоконапорной части проектируемой системы ПЖД Гавринского месторождения (Шурф к.3)



██████████ - Перспективный водовод

Рисунок 2.4.2 – Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния низконапорной части проектируемой системы ППД Гавринского месторождения (В/з скв. на к.3)

Таблица 2.4.1

Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния проектируемой системы ППД Гавринского месторождения

Объект	Расход по жидкости, м ³ /сут
Шурф к.3 (для низконапорной части)	86,25 (с учётом 15% запаса)
Скв. 8 (для высоконапорной части)	23,00 (с учётом 15% запаса)
Скв. 9 (для высоконапорной части)	23,00 (с учётом 15% запаса)
Скв. 12 (для высоконапорной части)	40,25 (с учётом 15% запаса)

В результате гидравлического расчета перспективного состояния проектируемой системы ППД Гавринского месторождения, с использованием программного комплекса «ИСТП» были получены следующие данные, представленные в таблице 2.4.2.

Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния
проектируемой системы ППД Гавринского месторождения

Объект	Расчётное давление, МПа		Максимально разрешенное значение давления, МПа
	89x8 мм	114x8 мм	
Шурф к.3 (для низконапорной части)	0,51	0,51	4,00
ВРП на к.3 (для высоконапорной части)	16,01	16,01	21,00
Скв. 8 (для высоконапорной части)	16,02	16,02	21,00
Скв. 9 (для высоконапорной части)	16,02	16,02	21,00
Скв. 12 (для высоконапорной части)	16,01	16,01	21,00

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния проектируемой системы ППД Гавринского месторождения, с учетом 15 % запаса по загрузке проектируемых скважин, расчетные давления для обоих вариантов типоразмеров не превышают максимально разрешенного давления.

Вариант реализации типоразмера 114x8 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего рекомендуется строительство проектируемых водоводов типоразмером 89x8 мм.

Графики распределения давления по профилю проектируемых водоводов для рекомендованного варианта типоразмера представлены на рисунках 2.4.3-2.4.7 соответственно.



Рисунок 2.4.3 – Распределение давления по водоводу «В/з скв. на к.3 – Шурф к.3»

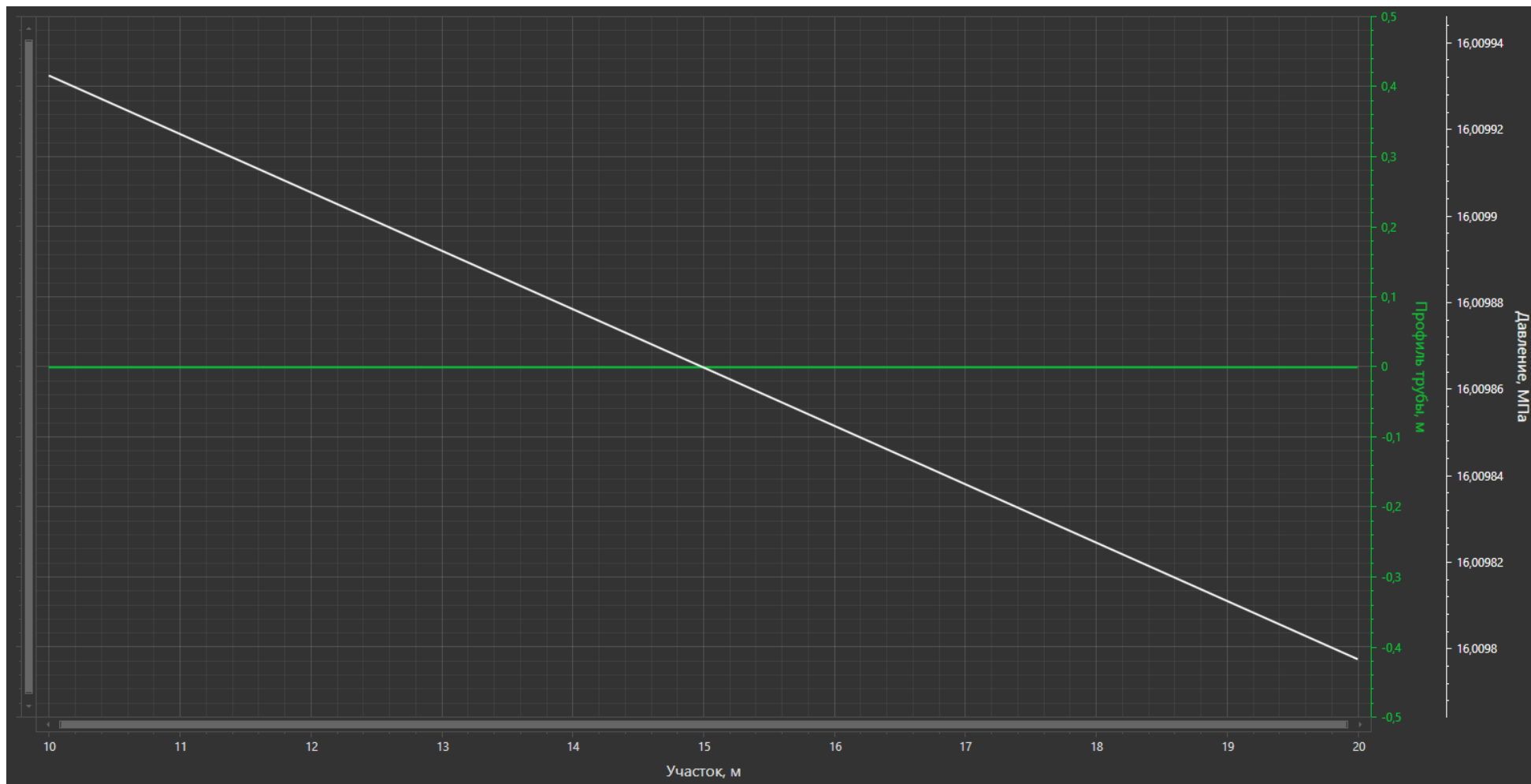


Рисунок 2.4.4 – Распределение давления по водоводу «Шурф к.3 – ВРП на к.3»



Рисунок 2.4.5 – Распределение давления по водоводу «ВРП на к.3– скв. №8»

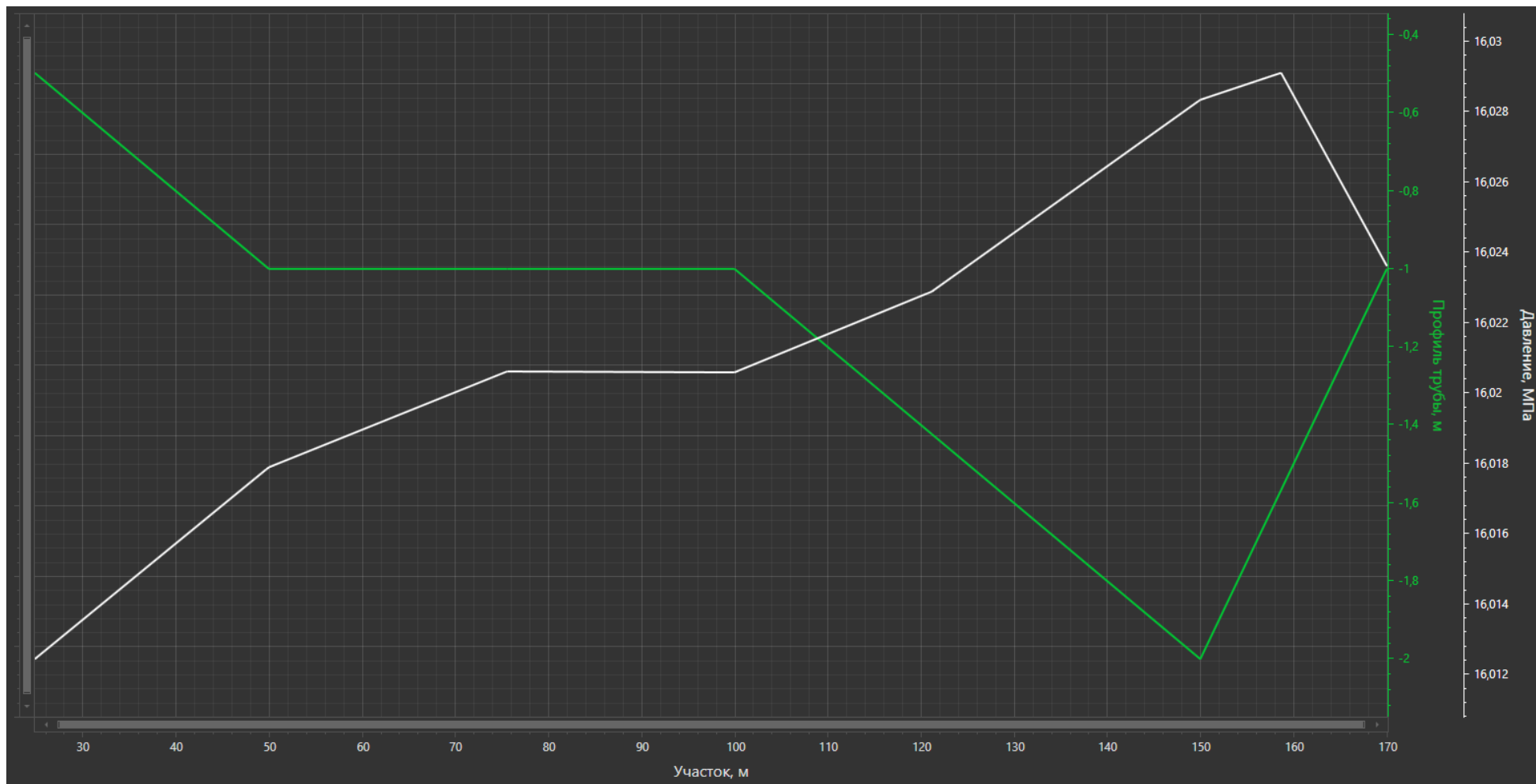


Рисунок 2.4.6 – Распределение давления по водоводу «ВРП на к.3– скв. №9»

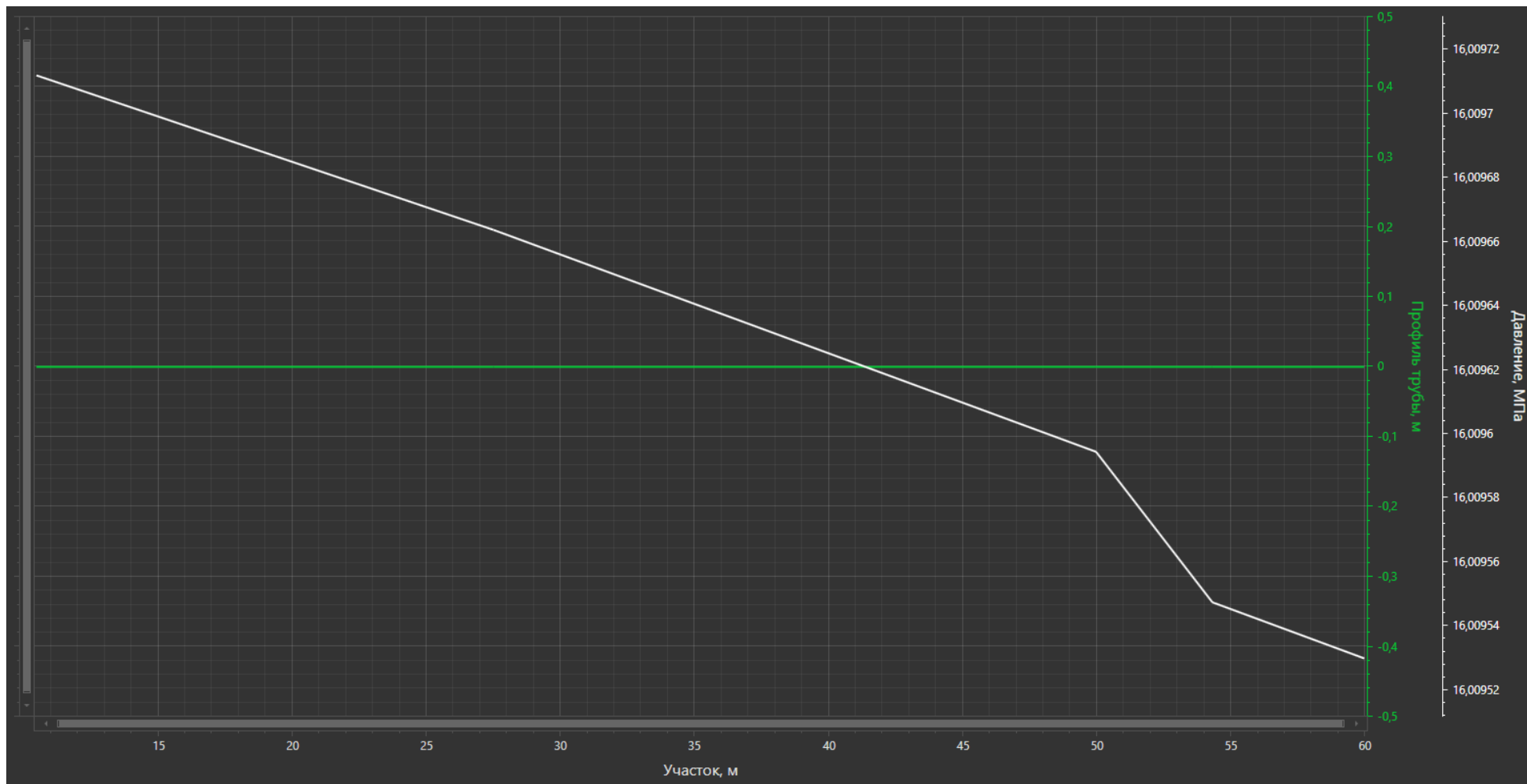


Рисунок 2.4.7 – Распределение давления по водоводу «ВРП на к.3– скв. №12»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В отчете представлены результаты гидравлических расчетов текущего и перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения, а также результаты гидравлических расчетов текущего и перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения и проектируемой системы ППД Гавринского месторождения, согласно данным, предоставленным специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ.

Система сбора Гавринского месторождения:

По результатам гидравлического расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения установлено, что расчётные давления в целом согласуются с фактическими, предоставленными специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и НПИ ОНГМ.

Отклонения не превышают $\pm 0,15$ МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

Для проектируемых трубопроводов рассмотрены два варианта подключения и три варианта типоразмера:

1 вариант: трубы типоразмером 89x5 мм;

2 вариант: трубы типоразмером 114x5 мм;

3 вариант: трубы типоразмером 159x5 мм.

По полученным результатам гидравлического расчета, с учетом 20 % запаса по нагрузке для проектируемых скважин, можно сделать вывод, что для обоих вариантов подключения и всех расчетных вариантов типоразмеров, давления на объектах системы сбора не превышают максимально разрешенные значения давлений.

Вариант реализации 114x5 мм и 159x5 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего рекомендуется строительство трубопровода типоразмером 89x5 мм по первому варианту подключения.

Запуск очистного устройства моделировался в ПК «OLGA» при расходах, соответствующих исходным данным в таблице 1.3.1, с учетом рекомендованного типоразмера 89х5 мм для проектируемых нефтепроводов от Куста №4 и Куста №5.

Расчетное давление в трубопроводе от Куста №4 типоразмером 89х5 мм при пропуске очистного устройства составляет 2,8 МПа. Время скребка в пути составило 2 часа 3 минуты, средняя скорость скребка 0,19 м/с.

Расчетное давление в трубопроводе от Куста №5 типоразмером 89х5 мм при пропуске очистного устройства составляет 2,57 МПа. Время скребка в пути составило 8 часов 5 минут при средней скорости скребка 0,06 м/с.

Расчетное давление в проектируемых трубопроводах не превысит максимально разрешённого значения давления (4,0 МПа).

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

Система ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С):

По результатам гидравлического расчета текущего состояния высоконапорной части системы ППД Гавринского месторождения установлено, что расчётные давления на объектах системы ППД в целом соответствуют фактическим, отклонения не превышают $\pm 0,15$ МПа, что указывает на достоверность гидравлической модели.

Для проектируемых водоводов рассмотрено два варианта типоразмера:

1 вариант: трубы типоразмером 89х8 мм;

2 вариант: трубы типоразмером 114х8 мм.

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения при давлении на выкиде КНС-0202С равном 13,0 МПа, с учетом 15 % запаса по загрузке проектируемых скважин, расчетные давления для обоих вариантов типоразмеров не превышают максимально разрешенного значения (21,0 МПа).

Также, по полученным результатам гидравлического расчета, наблюдается, что давления закачки на проектируемых скважинах не соответствуют значению, требуемого Заказчиком (16,0 МПа). В связи с чем, для достижения необходимых значений давлений для проектируемых скважин, принято увеличить давление на выкиде КНС-0202С до 16,8 МПа.

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения при давлении на выкиде КНС-0202С равном 16,8 МПа, с учетом 15 % запаса по нагрузке проектируемых скважин, расчетные давления для обоих вариантов типоразмеров не превышают максимально разрешенного значения (21,0 МПа).

Следует учесть, что подобное изменение давления на выкиде КНС-0202С приведёт к изменению значений давления на всех объектах высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения.

Вариант реализации 114x8 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего рекомендуется строительство трубопроводов типоразмером 89x8 мм.

Проектируемая система ППД Гавринского месторождения:

Для проектируемых водоводов рассмотрено два варианта типоразмера:

1 вариант: трубы типоразмером 89x8 мм;

2 вариант: трубы типоразмером 114x8 мм.

По полученным результатам гидравлического расчета перспективного состояния проектируемой системы ППД Гавринского месторождения, с учетом 15 % запаса по нагрузке проектируемых скважин, расчетные давления для обоих вариантов типоразмеров не превышают максимально разрешенного давления.

Вариант реализации типоразмера 114x8 мм связан с более высокими капитальными затратами, исходя из чего рекомендуется строительство проектируемых водоводов типоразмером 89x8 мм.

СПИСОК ТАБЛИЦ

Название	стр.
Таблица 1.1.1 - Значения динамической вязкости эмульсий при различной обводненности	7
Таблица 1.1.2 - Свойства нефти, газа и воды	7
Таблица 1.2.1 - Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения	9
Таблица 1.2.2 - Сводные данные по результатам расчета текущего состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения	11
Таблица 1.3.1 - Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения	13
Таблица 1.3.2 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения (1 вариант подключения)	17
Таблица 1.3.3 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения (2 вариант подключения)	19
Таблица 2.2.1 - Исходные данные для гидравлического расчета текущего состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)	75
Таблица 2.2.2 - Сводные данные по результатам расчета текущего состояния высоконапорной части системы ППД Гавринского месторождения	77
Таблица 2.3.1 - Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)	79
Таблица 2.3.2 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)	81
Таблица 2.3.3 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (при давлении на выкиде КНС-0202С 16,8 МПа)	82
Таблица 2.4.1 - Исходные данные для гидравлического расчета перспективного состояния проектируемой системы ППД Гавринского месторождения	99
Таблица 2.4.2 - Сводные данные по результатам расчета перспективного состояния проектируемой системы ППД Гавринского месторождения	100

СПИСОК РИСУНКОВ

Название	стр.
Рисунок 1.1.1 – Принципиальная схема сбора скважинной продукции Гавринского месторождения	6
Рисунок 1.2.1 – Расчетная гидравлическая схема текущего состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения	10
Рисунок 1.3.1 – Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения (1 вариант подключения)	15
Рисунок 1.3.2 – Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния системы сбора скважинной продукции Гавринского месторождения (2 вариант подключения)	16
Рисунок 1.3.3 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №69 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	22
Рисунок 1.3.4 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №70 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	23
Рисунок 1.3.5 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №47 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	24
Рисунок 1.3.6 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №19 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	25
Рисунок 1.3.7 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №66 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	26
Рисунок 1.3.8 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №46 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	27
Рисунок 1.3.9 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №81 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	28
Рисунок 1.3.10 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №62 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	29
Рисунок 1.3.11 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №15 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	30
Рисунок 1.3.12 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №65 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	31
Рисунок 1.3.13 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №14 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	32
Рисунок 1.3.14 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №64 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	33
Рисунок 1.3.15 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №63 - т.вр. «скв.1 - т.вр. ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	34
Рисунок 1.3.16 – Распределение давления по нефтепроводу «греб. К.2 – т.вр. «скв.2 - т.вр. скв.3 - т.вр.ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229» (ПК 00+00 – ПК 01+55)	35

Рисунок 1.3.17 – Распределение давления по нефтепроводу «греб. К.2 – т.вр. «скв.2 - т.вр. скв.3 - т.вр.ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229» (ПК 01+55 – ПК 02+15)	36
Рисунок 1.3.18 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №24 - греб. К.2»	37
Рисунок 1.3.19 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №49 - греб. К.2»	38
Рисунок 1.3.20 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №75 - греб. К.2»	39
Рисунок 1.3.21 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №23 - греб. К.2»	40
Рисунок 1.3.22 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №22 - греб. К.2»	41
Рисунок 1.3.23 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №73 - греб. К.2»	42
Рисунок 1.3.24 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №48 - греб. К.2»	43
Рисунок 1.3.25 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №71 - греб. К.2»	44
Рисунок 1.3.26 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №18 - греб. К.2»	45
Рисунок 1.3.27 – Распределение давления по нефтепроводу «греб. К.3 – т.вр. «скв.3 - т.вр. скв.1 - т.вр.ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	46
Рисунок 1.3.28 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №11 - греб. К.3»	47
Рисунок 1.3.29 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №13 - греб. К.3»	48
Рисунок 1.3.30 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №44 - греб. К.3»	49
Рисунок 1.3.31 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №45 - греб. К.3»	50
Рисунок 1.3.32 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №7 - греб. К.3»	51
Рисунок 1.3.33 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №42 - греб. К.3»	52
Рисунок 1.3.34 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №40 - греб. К.3»	53
Рисунок 1.3.35 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №6 - греб. К.3»	54
Рисунок 1.3.36 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №60 - греб. К.3»	55
Рисунок 1.3.37 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №41 - греб. К.3»	56

Рисунок 1.3.38 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №43 - греб. К.3»	57
Рисунок 1.3.39 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №10 - греб. К.3»	58
Рисунок 1.3.40 – Распределение давления по нефтепроводу «греб. К.4 – т.вр. «скв.3 - т.вр. скв.1 - т.вр.ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	59
Рисунок 1.3.41 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №27 - греб. К.4»	60
Рисунок 1.3.42 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №50 - греб. К.4»	61
Рисунок 1.3.43 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №76 - греб. К.4»	62
Рисунок 1.3.44 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №26 - греб. К.4»	63
Рисунок 1.3.45 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №77 - греб. К.4»	64
Рисунок 1.3.46 – Распределение давления по нефтепроводу «греб. К.5 – «греб. К.2 – т.вр. «скв.2 - т.вр. скв.3 - т.вр.ГЗУ-0231 - ГЗУ-0229»	65
Рисунок 1.3.47 – Распределение давления по нефтепроводу «Скв. №5 - греб. К.5»	66
Рисунок 1.4.1 – Расчетная гидравлическая схема сборного нефтепровода от Куста №4 с учетом движения ОУ	67
Рисунок 1.4.2 – Изменение давления на выкиде Куста №4 с учетом движения очистного устройства по нефтепроводу от Куста №4	68
Рисунок 1.5.1 – Расчетная гидравлическая схема сборного нефтепровода от Куста №5 с учетом движения ОУ	70
Рисунок 1.5.2 – Изменение давления на выкиде Куста №5 с учетом движения очистного устройства по нефтепроводу от Куста №5	71
Рисунок 2.1.1 – Схема проектируемых водоводов Гавринского месторождения	73
Рисунок 2.2.1 – Расчетная гидравлическая схема текущего состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)	76
Рисунок 2.3.1 - Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния высоконапорной части системы ППД Красноярско-Куединского месторождения (КНС-0202С)	80
Рисунок 2.3.2 – Распределение давления по водоводу «ВРП-0217 – БГ к.1» (ПК 00+00 – ПК 24+80)	84
Рисунок 2.3.3 – Распределение давления по водоводу «ВРП-0217 – БГ к.1» (ПК 24+80 – ПК 42+87)	85
Рисунок 2.3.4 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №72»	86

Рисунок 2.3.5 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №20»	87
Рисунок 2.3.6 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №79»	88
Рисунок 2.3.7 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №90»	89
Рисунок 2.3.8 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №17»	90
Рисунок 2.3.9 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №67»	91
Рисунок 2.3.10 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №16»	92
Рисунок 2.3.11 – Распределение давления по водоводу «БГ к.1 – Скв. №68»	93
Рисунок 2.3.12 – Распределение давления по водоводу «т.вр. в в/в «ВРП-0217 – БГ к.1» - БГ к.2»	94
Рисунок 2.3.13 – Распределение давления по водоводу «БГ к.2 – Скв. №25»	95
Рисунок 2.3.14 – Распределение давления по водоводу «БГ к.2 – Скв. №74»	96
Рисунок 2.3.15 – Распределение давления по водоводу «БГ к.2 – Скв. №21»	97
Рисунок 2.4.1 – Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния высоконапорной части проектируемой системы ППД Гавринского месторождения (Шурф к.3)	98
Рисунок 2.4.2 – Расчетная гидравлическая схема перспективного состояния низконапорной части проектируемой системы ППД Гавринского месторождения (В/з скв. на к.3)	99
Рисунок 2.4.3 – Распределение давления по водоводу «В/з скв. на к.3 – Шурф к.3»	101
Рисунок 2.4.4 – Распределение давления по водоводу «Шурф к.3 – ВРП на к.3»	102
Рисунок 2.4.5 – Распределение давления по водоводу «ВРП на к.3– скв. №8»	103
Рисунок 2.4.6 – Распределение давления по водоводу «ВРП на к.3– скв. №9»	104
Рисунок 2.4.7 – Распределение давления по водоводу «ВРП на к.3– скв. №12»	105

Приложение Б

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH		

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «РегионИнвест»



О. М. Симонов

« 01 » 11 2013 г

ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ ДИАМЕТРОМ 76-720 мм С НАРУЖНЫМ ДВУХСЛОЙНЫМ И ТРЕХСЛОЙНЫМ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫМ ПОКРЫТИЕМ И ВНУТРЕННИМ ДВУХСЛОЙНЫМ ЭПОКСИДНЫМ ПОКРЫТИЕМ

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ


ТУ 1390-003-52534308-2013
(взамен ТУ 1390-003-52534308-2008)

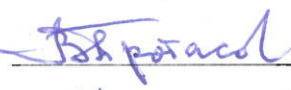
СОГЛАСОВАНО

РАЗРАБОТАНО

Управляющий директор
ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-
Нижневартовск»

Руководитель лаборатории конструирования
полимерных покрытий нефтегазового
оборудования и сооружений РГУ нефти и газа
им. И.М. Губкина


« 01 » 11 2013 г.


« 01 » 11 2013 г.

Технический директор
ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-
Нижневартовск»

Ответственный исполнитель лаборатории
конструирования полимерных покрытий
нефтегазового оборудования и сооружений
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина


« 01 » 11 2013 г.


« 01 » 11 2013 г.

Начальник КТО
ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-
Нижневартовск».


« 01 » 11 2013 г.

2013

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	4
1.1. ПРЕДМЕТ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ	4
1.2. ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ.....	7
1.3. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	8
2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРУБАМ, ПОДЛЕЖАЩИМ НАРУЖНОЙ И ВНУТРЕННЕЙ ИЗОЛЯЦИИ.....	10
2.1. СОРТАМЕНТ ИЗОЛИРУЕМЫХ ТРУБ.....	10
2.2. ТРЕБОВАНИЯ К ГЕОМЕТРИЧЕСКОЙ ТОЧНОСТИ ИЗОЛИРУЕМЫХ ТРУБ	10
2.3. ТРЕБОВАНИЯ К НАРУЖНОЙ ИЗОЛИРУЕМОЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ	10
2.4. ТРЕБОВАНИЯ К ВНУТРЕННЕЙ ИЗОЛИРУЕМОЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ ...	12
3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЯ ТРУБ.....	13
4. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОКРЫТИЮ ТРУБ.....	13
4.1. ТРЕБОВАНИЯ К НАРУЖНОМУ ПОКРЫТИЮ ТРУБ.....	13
4.2. ТРЕБОВАНИЯ К ВНУТРЕННЕМУ ПОКРЫТИЮ ТРУБ	18
5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	23
6. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОКРЫТИЯ	25
6.1. ПРАВИЛА ПРИЕМКИ И КОНТРОЛЯ	25
6.2. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ.....	29
6.3. ГАРАНТИИ КАЧЕСТВА.....	33
7. МАРКИРОВКА, УПАКОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ.....	34
7.1. ПРАВИЛА МАРКИРОВКИ	34
7.2. ТРЕБОВАНИЯ К ХРАНЕНИЮ, ПОГРУЗКЕ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ ТРУБ С ПОКРЫТИЕМ.....	34
8. ПРИЛОЖЕНИЯ	36
8.1 ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	36
ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ	36
8.2 ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	37
СЕРТИФИКАТ КАЧЕСТВА.....	37
8.3 ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	38
ОБРАЗЦЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ ТРУБ.....	38
8.4 ПРИЛОЖЕНИЕ Г	41
МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ ДЕФЕКТНОСТИ ВНЕШНЕЙ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ	41
8.5 ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	44
МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ РАЗМЕРОВ НАРУЖНОГО И.....	44
ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ.	44
8.6 ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	50
МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СПЛОШНОСТИ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ	50
8.7 ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	56
МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ АДГЕЗИИ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ И ИХ СПОСОБНОСТИ ЗАЩИЩАТЬ СТАЛЬ ОТ КОРРОЗИИ	56

ТУ 1390-003-52534308-2013

Перв. примен.	Справ. №	Подп. и дата	Инв.№ дубл.	Взам. инв.№	Подп. и дата	Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата	ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ ДИАМЕТРОМ 76-720 мм С НАРУЖНЫМ ДВУХСЛОЙНЫМ И ТРЕХСЛОЙНЫМ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫМ ПОКРЫТИЕМ И ВНУТРЕННИМ ДВУХСЛОЙНЫМ ЭПОКСИДНЫМ ПОКРЫТИЕМ	Лит	Лист	Листов
													2	69

8.8 ПРИЛОЖЕНИЕ И 64
 МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ НАРУЖНОГО И
 ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ 64
 8.9 ПРИЛОЖЕНИЕ К 67
 МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ СПОСОБНОСТИ ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЯ
 ЗАЩИЩАТЬ СТАЛЬ ОТ СУЛЬФИДНОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ 67
 8.10 ПРИЛОЖЕНИЕ Л 69
 ПЕРЕЧЕНЬ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ ДЛЯ
 КОНТРОЛЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО
 ПОКРЫТИЙ ТРУБ 69

Инв.№ п/дл	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	Лист	3
					ТУ 1390-003-52534308-2013	

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. ПРЕДМЕТ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

1.1.1 Предметом настоящих ТУ являются технические требования к трубам стальным бесшовным и электросварным прямошовным диаметром 76-720 мм с наружным и внутренним полимерным покрытием (рис.1), предназначенным для строительства наземных, надземных, подводных и подземных промысловых трубопроводов различного назначения (нефтеборные коллекторы, напорные нефтепроводы, водоводы высокого и низкого давления, газопроводы высокого и низкого давления, конденсатопроводы), эксплуатируемых на нефтяных месторождениях РФ. Выполнение этих требований обеспечит требуемое качество наружного и внутреннего покрытия при использовании его по назначению на период не менее 10 лет с момента ввода в эксплуатацию.

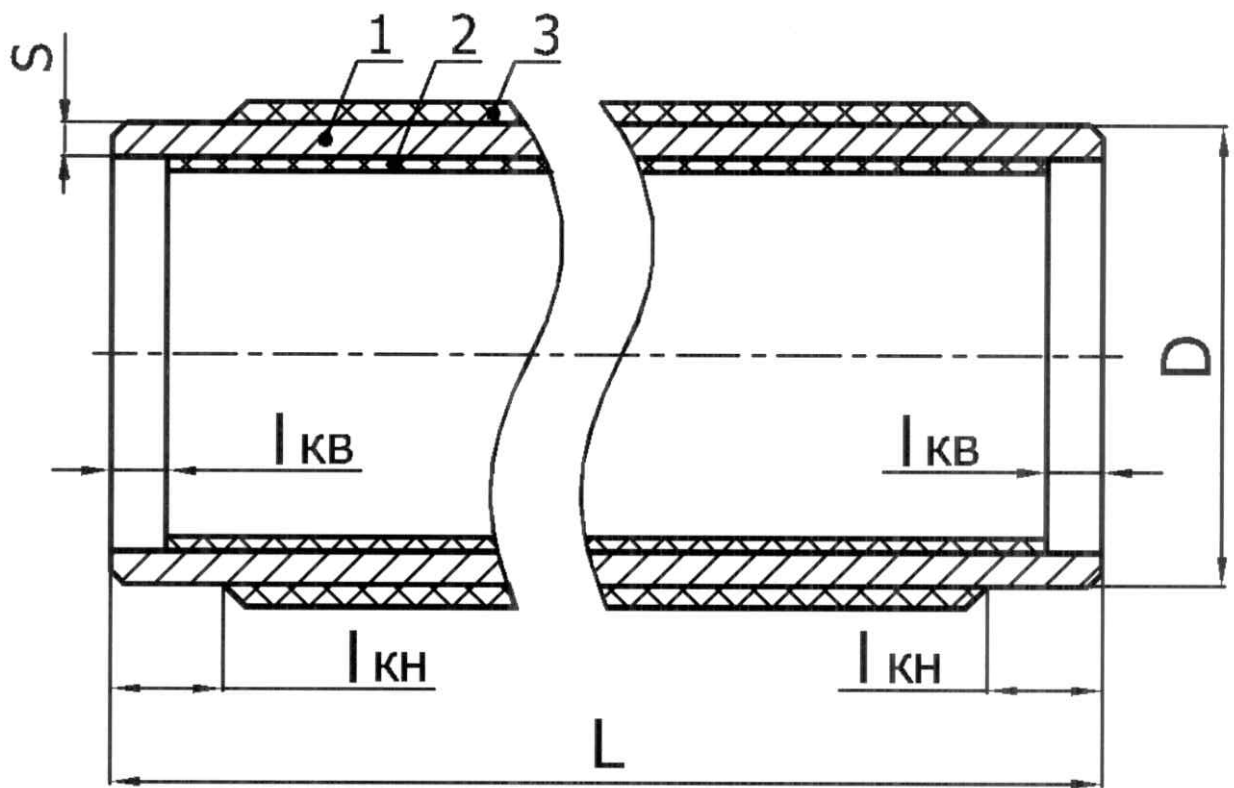


Рис.1. Труба с наружным и внутренним полимерным покрытием.

1 – труба, 2 – внутреннее двухслойное эпоксидное покрытие, 3 – наружное двухслойное или трехслойное полиэтиленовое покрытие, D – наружный диаметр трубы в мм, L – длина трубы в м, L_{кв} – длина концевой участка трубы без внутреннего покрытия в мм, L_{кн} – длина концевой участка трубы без наружного покрытия в мм, S – толщина стенки трубы

1.1.2 Общая толщина наружного покрытия, по типам покрытия, должна соответствовать следующим значениям:

Тип покрытия	Номинальный наружный диаметр трубы, мм	Общая толщина покрытия, мм, не менее
Усиленный тип	До 273 включ	2,0
	Свыше 273 до 530 включ.	2,2
	Свыше 530 до 720 включ.	2,5

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата
Инев.№ подл	Подп. и дата	Взам. и инв.№	Инев.№ дубл.	Подп. и дата

Весьма усиленный тип	от 57 до 89 включ.	2,2
	От 102 до 259 включ.	2,5
	От 273 до 426 включ.	3,0
	От 530 до 720 включ.	3,5

По Требованию Заказчика, толщина может быть увеличена.

Наружное покрытие может быть выполнено в следующих конструктивных исполнениях:

1.1.2.1. Наружное (Н) трехслойное (3) полиэтиленовое покрытие усиленного (У) типа – НЗУ или наружное (Н) трехслойное (3) полиэтиленовое покрытие весьма усиленного (ВУ) типа – НЗВУ, состоящее из слоя эпоксидной грунтовки, клеящего подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя.

Исполнение покрытия, по температурному диапазону эксплуатации, может быть выполнено по одному из двух типов:

нормальное - с температурой эксплуатации до плюс 60⁰С,
теплостойкое - с температурой эксплуатации до плюс 80⁰С.

1.1.2.2. Наружное (Н) двухслойное (2) полиэтиленовое покрытие усиленного (У) типа – Н2У или наружное (Н) двухслойное (2) полиэтиленовое покрытие весьма усиленного (ВУ) типа – Н2ВУ, состоящее из клеящего подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции и наружного полиэтиленового слоя.

Исполнение покрытия, по температурному диапазону эксплуатации, может быть выполнено по одному типу:

- нормальное с температурой эксплуатации до плюс 60⁰С;
- теплостойкое - с температурой эксплуатации до плюс 80⁰С.

1.1.3. Наружное трехслойное покрытие должно выдерживать указанные в технических требованиях внешние воздействия без отслаивания, расслаивания и растрескивания в интервале температур:

-при проведении строительного-монтажных, погрузочно-разгрузочных и транспортных работ - от минус 40⁰С до плюс 60⁰С;
-при хранении - от минус 60⁰С до плюс 60⁰С
-при эксплуатации трубопровода - от минус 20⁰С до плюс 60⁰С [80⁰С].

Величина верхнего предела температуры эксплуатации наружного трёхслойного покрытия регламентируется материалами, используемыми для формирования покрытия конкретного назначения, и должна обеспечивать требования к покрытию настоящих ТУ. При этом, максимальная температура эксплуатации указывается в требованиях Заказчика и обуславливается рекомендациями Разработчика материалов.

1.1.4. Наружное двухслойное покрытие должно выдерживать указанные в технических требованиях внешние воздействия без отслаивания, расслаивания и растрескивания в интервале температур:

-при проведении строительного-монтажных, погрузочно-разгрузочных и транспортных работ - от минус 40⁰С до плюс 60⁰С;
-при хранении - от минус 60⁰С до плюс 60⁰С
-при эксплуатации трубопровода - от минус 20⁰С до плюс 60⁰С [80⁰С].

Величина верхнего предела температуры эксплуатации наружного двухслойного покрытия регламентируется материалами, используемыми для формирования покрытия конкретного назначения, и должна обеспечивать требования к покрытию настоящих ТУ. При этом, максимальная температура эксплуатации указывается в требованиях Заказчика и обуславливается рекомендациями Разработчика материалов.

1.1.5 Внутреннее покрытие может быть выполнено в следующем конструктивном исполнении:

Инь.№ подл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

- внутреннее (В) двухслойное (2) эпоксидное покрытие - В2, состоящее из слоя эпоксидно-фенольного или фенольного праймера и наружного слоя из порошковой эпоксидной краски.

Исполнение покрытия, по температурному диапазону эксплуатации, может быть выполнено по одному из двух типов:

- нормальное - с температурой эксплуатации до плюс 60⁰С;
- теплостойкое - с максимальной температурой эксплуатации до плюс 200⁰С.

Величина верхнего предела температуры эксплуатации внутреннего двухслойного покрытия регламентируется материалами, используемыми для формирования покрытия конкретного назначения, и должна обеспечивать требования к покрытию настоящих ТУ. При этом, максимальная температура эксплуатации указывается в требованиях Заказчика.

1.1.6. Внутреннее двухслойное покрытие должно выдерживать указанные в технических требованиях внешние воздействия без отслаивания, расслаивания и растрескивания в интервале температур:

- при проведении строительно-монтажных, погрузочно-разгрузочных и транспортных работ - от минус 40⁰С до плюс 60⁰С;
- при хранении - от минус 60⁰С до плюс 60⁰С
- при эксплуатации трубопровода - от минус 20⁰С до плюс 60⁰С [200⁰С].

1.1.7. Требования настоящих ТУ должны выполняться при изоляции нефтегазопроводных труб на технологических линиях ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск», при их транспортировании и хранении, при строительстве, реконструкции, ремонте и эксплуатации промышленных трубопроводов из этих труб на нефтяных месторождениях РФ.

1.1.8. Трубы могут выпускаться по требованию Заказчика:

- только с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием без наружного полиэтиленового покрытия;
- только с наружным двухслойным или трехслойным полиэтиленовым покрытием (усиленного или весьма усиленного типа) без внутреннего двухслойного эпоксидного покрытия;
- с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием и наружным двухслойным или трехслойным полиэтиленовым покрытием (усиленного или весьма усиленного типа).

При этом, верхний предел эксплуатации трубопровода с наружным и внутренним покрытием определяется по наименьшему значению верхних пределов эксплуатации наружного и внутреннего покрытия.

1.1.9. Разработанные ТУ предназначены для специалистов ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск», осуществляющих наружную и внутреннюю изоляцию труб покрытием из лакокрасочных и полимерных материалов, для специалистов управлений и служб эксплуатации трубопроводов, специалистов управлений капитального строительства, специалистов по надзору за качеством СМР, специалистов служб снабжения.

1.1.10. Примеры условного обозначения:

- пример условного обозначения трубы стальной бесшовной по ГОСТ 8732 диаметром 114 мм, толщиной стенки 6 мм с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с длиной концевых участков L_{кв} исполнения 1 (В2/1) и наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа (Н2У) с температурой эксплуатации до плюс 60⁰С :
Труба 114 x 6 ГОСТ 8732 (В2/1-60 / Н2У-60) по ТУ 1390-003-52534308-2013.

- пример условного обозначения трубы стальной бесшовной по ГОСТ 8732 диаметром 114 мм, толщиной стенки 6 мм с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с длиной концевых участков L_{кв} исполнения 2 (В2/2) и наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием весьма усиленного типа (Н2ВУ) с температурой эксплуатации до плюс 80⁰С:
Труба 114 x 6 ГОСТ 8732 (В2/2-80 / Н2ВУ-80) по ТУ 1390-003-52534308-2013.

Инь.№ п/дл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

- пример условного обозначения трубы стальной бесшовной по ГОСТ 8732 диаметром 114 мм, толщиной стенки 6 мм с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с длиной концевых участков L_{кв} исполнения 1 (B2/1) с температурой эксплуатации до плюс 60⁰С :
Труба 114 х 6 ГОСТ 8732 (B2/1-80) по ТУ 1390-003-52534308-2013.

- пример условного обозначения трубы стальной бесшовной по ГОСТ 8732 диаметром 114 мм, толщиной стенки 6 мм с внутренним двухслойным эпоксидным покрытием с длиной концевых участков L_{кв} исполнения 2 (B2/2) с температурой эксплуатации до плюс 150⁰С :
Труба 114 х 6 ГОСТ 8732 (B2/2-150) по ТУ 1390-003-52534308-2013.

- пример условного обозначения трубы стальной бесшовной по ГОСТ 8732 диаметром 114 мм, толщиной стенки 6 мм с наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием усиленного типа (H2У) с температурой эксплуатации до плюс 60⁰С :
Труба 114 х 6 ГОСТ 8732 (H2У-60) по ТУ 1390-003-52534308-2013.

1.2. ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

1.2.1. Настоящие ТУ являются корпоративным нормативным документом ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск» постоянного действия.

1.2.2. Дата ввода настоящих Технических условий – с 01.11.2013г. Срок действия – без ограничений. Каждые пять лет, начиная со срока введения данных ТУ, необходимо проводить актуализацию этих ТУ на предмет соответствия нормативной документации РФ и последним научно-техническим достижениям. Актуализацию ТУ производит разработчик ТУ (или иной уполномоченный орган) с последующим согласованием с ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск». На период внедрения актуализированных ТУ (вновь изданных или переизданных), необходимо руководствоваться настоящими Техническими условиями. Срок внедрения актуализированных ТУ – до 12 месяцев.

ТУ вводятся в действие Приказом Управляющего директора ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск», курирующего вопросы основной производственной деятельности. Введению ТУ в действие предшествует подготовительный период, в течение которого специалисты ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск» вносят при необходимости изменения и дополнения в ТУ после согласования с разработчиком этих ТУ (или иным уполномоченным органом), осваивают и внедряют новые методы и технические средства контроля.

1.2.3. ТУ признаются утратившими силу на основании Приказа Управляющего директора ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск», курирующего вопросы основной производственной деятельности.

1.2.4. Изменения в ТУ вносятся Приказом Управляющего директора, курирующего вопросы основной производственной деятельности.

1.2.5. Инициатором внесения изменений в ТУ является конструкторско-технологический отдел ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск» и прочие структурные подразделения ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск» по согласованию с ним.

1.2.6. Контроль исполнения требований настоящих ТУ возлагается на Начальника конструкторско-технологического отдела ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск».

Инь.№ подл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Подп. и дата
Инь.№ дубл.	Подп. и дата
Инь.№ подл	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

1.3. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящих ТУ использованы нормативные ссылки на нижеуказанные стандарты и другие нормативные документы:

ГОСТ 12.1.004 Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.2.003 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.3.002 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.3.005 Система стандартов безопасности труда. Работы окрасочные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.3.016 Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности

ГОСТ 17.2.3.02 Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.

ГОСТ 427 Линейки измерительные металлические. Технические условия.

ГОСТ 2239 Лампы накаливания общего назначения.

ГОСТ 8731 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия.

ГОСТ 8732 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент.

ГОСТ 8733 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические условия.

ГОСТ 8734 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент.

ГОСТ 9238 Габариты приближения строений и подвижного состава железных дорог колеи 1520 (1524) мм.

ГОСТ 10692 Трубы стальные, чугунные и соединительные части к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.

ГОСТ 10704 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.

ГОСТ 10705 Трубы стальные электросварные. Технические условия.

ГОСТ 10706 Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования.

ГОСТ 10807 Знаки дорожные. Общие технические условия.

ГОСТ 14192 Маркировка грузов.

ГОСТ 20295 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия.

ГОСТ Р 51164 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

ГОСТ Р 52568 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия.

СНиП 42-01-2002. Газораспределительные системы

СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы.

СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.

СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.

РД 1390-001-2001 Инструкция по технологии ремонта мест повреждений заводского полиэтиленового покрытия труб.

ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Трубы стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности для месторождений ОАО «ТНК».

ТУ 1317-006.2-593377520-2003 Трубы стальные электросварные прямошовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности, коррозионно- и хладостойкие, выполненные электродуговой автоматической сваркой под флюсом, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «ТНК».

Инь.№ подл	Подп. и дата	Взам. и инв.№	Инь.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

ТУ 1317-006.3-593377520-2003 Трубы стальные электросварные нефтегазопроводные, выполненные сваркой ТВЧ, повышенной эксплуатационной надежности, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «ТНК».

ТУ 1317-006.4-593377520-2003 Трубы стальные электросварные спиральношовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности, предназначенные для обустройства месторождений ОАО «ТНК».

ISO 846 Пластмассы. Оценка воздействия микроорганизмов.

ISO 4624.2000 Лаки и краски. Определение адгезии методом отрыва.

ISO 8501-1 Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Визуальная оценка чистоты поверхности. Часть 1. Степень ржавости и степени подготовки непокрытой стальной поверхности и стальной поверхности после полного удаления прежних покрытий.

ISO 8502-2 Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Испытания для оценки чистоты поверхности. Часть 2. Лабораторное определение содержания хлоридов на очищенных поверхностях.

ISO 8502- 3 Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Испытания для оценки чистоты поверхности. Часть 3. Оценка запыленности стальных поверхностей, подготовленных для нанесения краски (метод липкой ленты).

ISO 8502-4 Определение относительной влажности и точки росы на стальной поверхности, подготовленной под окраску.

ISO 8502- 6 Подготовка стальной поверхности перед нанесением красок и относящихся к ним продуктов. Испытания для оценки чистоты поверхности. Часть 6. Извлечение растворимых загрязнителей для анализа. Метод Бресла.

ISO 8503-1 Оценка шероховатости стальной поверхности после струйной очистки.

ISO 8503-4 Обработка стальной основы перед нанесением краски и аналогичных продуктов. Шероховатость поверхности стальных основ после пескоструйной очистки. Часть 4. Способ калибровки блоков сравнения профиля поверхности, соответствующего ISO. Определения профиля поверхности. Использование прибора с мерительным штифтом.

ISO 11341 Краски и лаки. Искусственное атмосферное воздействие и воздействие искусственного излучения. Воздействие излучения дуговой ксеноновой лампы, снабженной фильтром.

ANSI/NACE стандарт TMO177-96 N 21212. Методика проведения испытаний. Лабораторное испытание металлов на сопротивление сульфидному растрескиванию под напряжением и сульфидно-коррозионному растрескиванию под напряжением.

DIN 12068 Катодная противокоррозионная защита-наружное органическое покрытие для защиты от коррозии подземных и подводных трубопроводов во взаимодействии с катодной защитой. Ленты и термоусадочные материалы.

DIN 30671 Покрытия изоляционные из реактопласта для стальных труб, проложенных в земле.

NF A 49710 Стальные трубы. Наружное трехслойное покрытие на полиэтиленовой основе.

NF T 20-715-1982 Спирт этиловый технический. Методы испытаний.

NACE TM 0186 Холидей – детектор для внутренних покрытий труб с толщиной покрытия 10-30мил.

Инь.№ подл	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инь.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРУБАМ, ПОДЛЕЖАЩИМ НАРУЖНОЙ И ВНУТРЕННЕЙ ИЗОЛЯЦИИ

2.1. СОРТАМЕНТ ИЗОЛИРУЕМЫХ ТРУБ

2.1.1. Наружной и внутренней изоляции подлежат трубы, выпускаемые по ГОСТ 8731, ГОСТ 8732, ГОСТ 8733, ГОСТ 8734, ГОСТ 10704, ГОСТ 10705, ГОСТ 10706, ГОСТ20295, СНиП 2.04.08-87, СНиП 2.05.06-85 и ТУ 1317-006.1-593377520-2003, ТУ 1317-006.2-593377520-2003, ТУ 1317-006.3-593377520-2003, ТУ 1317-006.4-593377520-2003.

2.1.2. По согласованию с Заказчиком наружное и внутреннее покрытия могут наноситься на бесшовные и электросварные прямошовные трубы, отвечающие требованиям другой нормативно-технической документации.

2.1.3. Типоразмеры труб, подлежащих наружной и внутренней изоляции в условиях ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск»: диаметр от 76 до 720 мм, длина от 8 до 12 м, толщина стенки, согласно требованиям нормативных документов по п. 2.1.1, в диапазоне от 4 до 25 мм.

Верхний и нижний пределы по толщине стенки и длине труб могут быть изменены в зависимости от технических возможностей каждой из технологических линий ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск».

2.2. ТРЕБОВАНИЯ К ГЕОМЕТРИЧЕСКОЙ ТОЧНОСТИ ИЗОЛИРУЕМЫХ ТРУБ

2.2.1. Не допускается наносить покрытие на трубы, геометрические погрешности которых превышают следующие нормы: кривизна труб не более 1,5 мм на 1 м длины, общая кривизна не более 0,2% от длины трубы, овальность по наружному диаметру не более 1%. По согласованию с Заказчиком, допускается ужесточение требований по геометрической точности изолируемых труб.

2.2.2. Допускается использовать внутренние соединительные муфты (центраторы) при нанесении наружного покрытия.

2.3. ТРЕБОВАНИЯ К НАРУЖНОЙ ИЗОЛИРУЕМОЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ

2.3.1. Контролируют показатели свойств наружной поверхности труб, обуславливающие качество противокоррозионного покрытия.

2.3.2. Внешний вид наружной изолируемой поверхности труб контролируют визуально. Внешний вид контролируют в исходном состоянии с предварительной осушкой трубы, после мойки (или другого способа очистки наружной поверхности труб с поверхностными загрязнениями) с последующей осушкой трубы и после дробеочистки трубы. На наружной поверхности трубы не допускаются трещины, плены, расслоения, закаты, раковины от удаленной окалины, выводящие толщину стенки за предельные отклонения, задиры, грубые риски, отслоения металла после дробеочистки и дефекты с острыми кромками и острым дном. Допускаются риски глубиной не более 0,2 мм. При использовании электросварных прямошовных труб на поверхности сварного шва не допускаются рванины, острые выступы, заусенцы. Допускаются вмятины на наружной поверхности труб наружным диаметром до 219 мм глубиной не более 1,0% от номинального диаметра, труб наружным диаметром 219 мм и более – глубиной не более 2,0 мм. Следы зачистки дефектов и допустимые вмятины, в соответствии с нормативно-

Инь.№ подл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата	ТУ 1390-003-52534308-2013	Лист
						10

технической документацией ЗАО «ТМК НГС-Нижевартовск», должны иметь плоское дно и плавный переход к контуру поверхности трубы.

2.3.3. Не допускается усиление сварного шва более 2,5 мм и отсутствие его плавного перехода к телу трубы.

2.3.4. Наружная поверхность трубы, на которую наносят покрытие, должна быть очищена перед дробеочисткой от загрязнений (жировых и масляных загрязнений, консервантов, остатков грунта и др.) и быть сухой. Не допускается наличие на ней влаги в виде пленки, капель.

Температура наружной поверхности трубы перед дробеочисткой должна быть не менее чем на 3⁰С выше точки росы, определяемой по ISO 8502-4.

2.3.5. Степень очистки после дробеочистки должна быть не ниже Sa 2,5 по ISO 8501-1. Шероховатость обработанной дробью поверхности должна быть в пределах от 40 до 90 мкм (см. табл.1. п.2)*¹.

2.3.6. Наружная поверхность трубы после дробеочистки должна быть проконтролирована на отсутствие загрязнений согласно таблице 1.

2.3.7. Внимание!

2.3.7.1. Интервал времени между окончанием процесса дробеочистки наружной поверхности и началом нанесения покрытия не должен превышать 2-х часов при влажности воздуха до 80% и 3-х часов при влажности не более 60%.

2.3.7.2. Температура наружной подготовленной поверхности трубы перед нанесением покрытия должна быть не менее чем на 3⁰С выше точки росы, определяемой по ISO 8502-4.

2.3.8. Контролируемые свойства наружной изолируемой поверхности труб, показатели свойств, нормы на них и методы испытаний приведены в табл. 1.

Таблица 1

Свойство	Показатель	Норма	Метод испытания
1	2	3	4
1. Загрязненность:			
-наличие растворимых загрязнений	Содержание загрязнений на поверхности, мг/м ² , не более	80,0	ISO 8502-6
-наличие хлоридов	Содержание хлоридов, мг/м ² , не более	50,0	ISO 8502-2
-запыленность	Количество и размер частиц пыли, класс, не более	2	ISO 8502-3
-наличие окислов	Степень очистки	Sa 2,5	ISO 8501-1
2. Шероховатость * ¹	Средняя высота микронеровностей Rz, мкм, в пределах	40-90	ISO 8503-4

*¹ Допускается изменение диапазона шероховатости обработанной дробью поверхности по рекомендациям поставщиков материалов и при обеспечении требований к покрытию настоящих ТУ.

Инь.№ подл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Подп. и дата
Инь.№ дубл.	Подп. и дата
Инь.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

2.4. ТРЕБОВАНИЯ К ВНУТРЕННЕЙ ИЗОЛИРУЕМОЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБ

2.4.1. Контролируют показатели свойств внутренней поверхности труб, обуславливающие качество противокоррозионного покрытия.

2.4.2. Внешний вид внутренней изолируемой поверхности труб контролируют визуально. Внешний вид контролируют в исходном состоянии с предварительной осушкой трубы, после мойки (или другого способа очистки) с последующей осушкой трубы и после дробеочистки трубы. На очищенной внутренней поверхности трубы не допускаются трещины, плены, расслоения, закаты, раковины от удаленной окалины, задиры, грубые риски, отслоения металла после дробеочистки. Допускаются риски глубиной не более 0,2 мм.

2.4.3. Внутренний грат должен быть удален. Высота остатков грата должна быть не более 0,30 мм. Не допускаются волнистость внутреннего града, наличие дробленой поверхности и дорожек от опорных лыж гратоснимателя глубиной более 0,3 мм.

2.4.4. Внутренняя поверхность трубы, на которую наносят покрытие, должна быть очищена перед дробеочисткой от загрязнений (жировых и масляных загрязнений, консервантов, остатков грунта и др.) и быть сухой.

Температура внутренней поверхности трубы перед дробеочисткой должна быть не менее чем на 3⁰С выше точки росы, определяемой по ISO 8502-4.

2.4.5. Степень очистки внутренней поверхности трубы после дробеочистки должна быть не ниже Sa 2,5 по ISO 8501-1. Шероховатость обработанной дробью поверхности трубы должна быть в пределах от 40 до 90 мкм (см.табл.2)*².

В случае обнаружения после дробеочистки труб скрытых дефектов допускается повторная дробеочистка, при условии обеспечения требований к покрытию настоящих ТУ

2.4.6. Внутренняя поверхность трубы после дробеочистки должна быть проконтролирована на отсутствие загрязнений согласно таблицы 2.

2.4.7. Внимание!

2.4.7.1 Интервал времени между окончанием процесса дробеочистки внутренней поверхности и началом нанесения покрытия не должен превышать 2-х часов при влажности воздуха до 80% и 3-х часов при влажности не более 60%.

2.4.7.2 Температура внутренней подготовленной поверхности трубы перед нанесением покрытия должна быть не менее чем на 3⁰С выше точки росы, определяемой по ISO 8502-4.

2.4.8. Контролируемые свойства внутренней изолируемой поверхности труб, показатели свойств, нормы на них и методы испытаний приведены в табл. 2.

Таблица 2

Свойство	Показатель	Норма	Метод испытания
1	2	3	4
1. Загрязненность:			
-наличие растворимых загрязнений	Содержание загрязнений на поверхности, мг/м ² , не более	80,0	ISO 8502-6

Инь.№ п/дл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	
Изм.	Лист.
№ докум.	Подп.
Дата	

1	2	3	4
-наличие хлоридов	Содержание хлоридов, мг/м ² , не более	50,0	ISO 8502-2
-запыленность	Количество и размер частиц пыли, класс, не более	2	ISO 8502-3
-наличие окислов	Степень очистки	Sa 2,5	ISO 8501-1
2. Шероховатость * ²	Средняя высота микронеровностей Rz, мкм, в пределах	40-90	ISO 8503-4

*² Допускается изменение диапазона шероховатости обработанной дробью поверхности по рекомендациям поставщиков материалов и при обеспечении требований к покрытию настоящих ТУ.

3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕРИАЛАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЯ ТРУБ

3.1. Лакокрасочные и полимерные материалы, используемые для формирования наружного и внутреннего покрытий труб, должны отвечать требованиям ТУ на изготовление этих материалов и обеспечивать получение наружного и внутреннего покрытий, отвечающих требованиям настоящих ТУ.

3.2. Соответствие свойств применяемых материалов требованиям ТУ на их изготовление гарантируется Поставщиками материалов, подтверждается сертификатами качества и результатами входного контроля у Потребителя (ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижевартовск») в соответствии с технической документацией ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижевартовск».

4. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОКРЫТИЮ ТРУБ

4.1. ТРЕБОВАНИЯ К НАРУЖНОМУ ПОКРЫТИЮ ТРУБ

4.1.1. Покрытия наносят на наружную поверхность труб, в соответствии с согласованными в установленном порядке Технологическими регламентами, Инструкциями и Рекомендациями заводов-изготовителей изоляционных материалов.

4.1.2. Наружная поверхность концевых участков труб должна быть свободна от покрытия для последующего выполнения в трассовых условиях сварочных работ. Длина L_{кн} (рис.1) неизолированных концевых участков должна составлять 100±20 мм от торца труб. Допускается увеличение длины L_{кн} концевых участков до 170 мм. При этом, на концевые участки допускается наносить временное консервационное покрытие для защиты от коррозии на периоды транспортирования и хранения общей продолжительностью не менее 6 месяцев. Угол скоса заводского покрытия к телу трубы должен составлять не более 30°. Допускается наличие остатков эпоксидного праймера на концевых участках наружной поверхности труб, фасках и торцовом притуплении (после удаления покрытия), если иное не оговорено требованиями Заказчика.

4.1.3. При наличии локальных дефектов допускается ремонт участков покрытия с дефектами в соответствии с нормативной документацией РД 1390-001-2001 «Инструкция

Инь.№ п.дл.	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Подп. и дата
Инь.№ дубл.	Подп. и дата

по технологии ремонта мест повреждений заводского полиэтиленового покрытия труб» с использованием ремонтных материалов отечественного и зарубежного производств, соответствующих по назначению и свойствам материалам основного покрытия и обеспечивающих требования настоящих ТУ к наружному покрытию труб. В местах ремонта допускается локальное утолщение покрытия не более 2,0 мм над уровнем основного покрытия.

4.1.4. Общая толщина наружного двухслойного и трехслойного полиэтиленового покрытий должна соответствовать следующим требованиям:

4.1.4.1. Усиленный тип - для труб диаметром до 273 мм включительно толщина должна быть не менее 2,0 мм, для труб диаметром свыше 273 мм до 530 мм включительно не менее 2,2 мм и для труб свыше 530 до 720 мм включительно не менее 2,5 мм.

4.1.4.2. Весьма усиленный тип - для труб диаметром до 89 мм включительно толщина должна быть не менее 2,2 мм, для труб диаметром от 102 мм до 259 мм включительно не менее 2,5 мм, для труб от 273 до 426 мм включительно не менее 3,0 мм, для труб от 530 до 720 мм включительно не менее 3,5 мм.

Допускается уменьшение толщины покрытия над усилением сварного шва на величину не более 0,5 мм от минимально допустимого значения. Допускается локальное кольцевое уменьшение толщины покрытия до 10% от минимально допустимого значения при условии, что ширина участка с уменьшенной толщиной покрытия составляет не более 5,0 см на участке трубы длиной 1,0 п.м.

4.1.5. Материалы для наружного покрытия:

4.1.5.1. Материалы для двухслойного полиэтиленового покрытия:

-для клеящего слоя толщиной не менее 250 мкм – адгезив-сополимер, обеспечивающий получение полиэтиленового покрытия, отвечающего требованиям настоящих ТУ.

-для наружного слоя – термостабильный полиэтилен высокого давления, обеспечивающий получение покрытия, отвечающего требованиям настоящих ТУ.

4.1.5.2. Материалы для трехслойного полиэтиленового покрытия:

-для грунтовочного слоя толщиной не менее 100 мкм – порошковая эпоксидная краска, обеспечивающая получение покрытия, отвечающего требованиям настоящих ТУ

-для клеящего слоя толщиной не менее 200 мкм – адгезив-сополимер, обеспечивающий получение полиэтиленового покрытия, отвечающего требованиям настоящих ТУ,

-для наружного слоя – термостабильный полиэтилен высокого давления, обеспечивающий получение покрытия, отвечающего требованиям настоящих ТУ.

4.1.6. Контролируют внешний вид (Приложение Г) и непрерывность покрытия на изолируемых поверхностях, длину зачищенных неизолируемых концевых участков труб, показатели свойств покрытия, обусловленные его назначением.

4.1.7. Внешний вид и непрерывность покрытия контролируют визуально. Покрытие в исходном состоянии и после различных видов внешних воздействий, указанных в табл. 3 п.1, не должно иметь пропусков, пузырей, вздутий, отслоений и других дефектов, ухудшающих качество покрытия. Допускается наличие небольших наплывов – локальные утолщения (не более 2 мм над уровнем основного покрытия) и «волнистость» покрытия, не выводящая толщину покрытия за минимальные значения.

4.1.8. Контролируемые свойства наружного покрытия, показатели свойств, нормы на них и методы испытаний приведены в табл. 3.

И-№ п. подл	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

Таблица 3

Свойство	Показатель	Норма		Метод испытания
		Двух слойное	Трех слойное	
1	2	3	4	5
1. Дефектность внешняя: - в исходном состоянии при температуре $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ - при выдержке в 3%-ном водном растворе NaCl в течение 1000 ч. при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] - при циклическом изменении температуры от минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}^{1)}$ до плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ при числе циклов не менее 10 - при воздействии биологически активной среды	Внешний вид	Пункт 4.1.7 настоящих ТУ		Приложение Г настоящих ТУ
	Балл, не более	2	2	ГОСТ 9.049
2. Геометрические размеры - в исходном состоянии при температуре $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ - после действия удельной контактной нагрузки 10 МПа при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения]	Толщина, мм, не менее для труб диаметром: <i>Усиленный тип: п. 4.1.4.1</i> <i>Весьма усиленный тип п. 4.1.4.2</i>			Приложение Д настоящих ТУ
	Уменьшение толщины покрытия (глубина вдавливания наконечника), мм, не более	0,3	0,3	

Инь.№ подл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Подп. и дата
Инь.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата
------	-------	----------	-------	------

Свойство	Показатель	Норма		Метод испытания
		Двух слойное	Трех слойное	
1	2	3	4	5
<p>3. Диэлектрическая сплошность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - в исходном состоянии при температуре $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ - после ультрафиолетового облучения в потоке 600 кВт ч/м при температуре плюс $(50\pm 3)^{\circ}\text{C}$ в течение 500 ч. с последующим ударом энергией не менее 5 Дж/мм толщины покрытия при температуре минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$ - после удара с энергией не менее 5 Дж/мм толщины покрытия при температуре: минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$ плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ - после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] в течение 100 суток 	<p>Электрическое напряжение, при котором отсутствует пробой покрытия, кВ, не менее</p>	5 кВ + 5,0 кВ/мм		Приложение Е настоящих ТУ
<p>4. Адгезия к стали</p> <ul style="list-style-type: none"> - в исходном состоянии при температуре: плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}^3$ плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] 	<p>Характер разрушения и усилие при отслаивании, Н/см, не менее</p> <p>Характер разрушения и усилие при отслаивании, Н/см, не менее</p>	<p>Отсутствие отслаивания от металла</p> <p>35</p> <p>35</p>	<p>Отсутствие отслаивания от металла</p> <p>9</p> <p>9 [9]</p>	Приложение Ж настоящих ТУ

Инь.№ подл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	
Инь.№ подл	

Свойство	Показатель	Норма		Метод испытания
		Двух- слойное	Трех- слойное	
1	2	3	4	5
- после воздействия 3%-ного водного раствора NaCl при температуре плюс (60±3) °С [плюс 80±3 °С – для теплостойкого исполнения]	Соотношение адгезионной прочности на базах времени 70 сут и 100 сут. при отслаивании полосы покрытия, $K_p = p(100)/p(70)^{7)}$, не менее	0,922 ²⁾ при $\tau_p = 10$ лет	0,922 ²⁾ при $\tau_p = 10$ лет	
-при катодной поляризации в течение 30 суток при электрическом напряжении 1,5 В в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс (60±3) °С [плюс 80±3 °С – для теплостойкого исполнения]	Площадь отслаивания, см ² , не более	-	10	ГОСТ Р 51164 Приложение В
5. Электропроводность - в исходном состоянии при температуре (20±5) °С - после воздействия 3%-ного водного раствора NaCl в течение 100 сут при температуре плюс (60±3) °С [плюс 80±3 °С – для теплостойкого исполнения]	Удельное переходное сопротивление, Ом·м ² , не менее	10 ¹⁰ 10 ⁸	10 ¹⁰ 10 ⁸	Приложение И настоящих ТУ
6. Способность защищать сталь от коррозии при выдержке в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс (60±3) °С [плюс 80±3 °С – для теплостойкого исполнения] в течение 100 сут.	Внешний вид поверхности стали под покрытием	Отсутствие следов коррозии	Отсутств ие следов коррозии	Приложение Ж настоящих ТУ

Замечания: 1) Минус 60 °С для покрытий, используемых в условиях Крайнего Севера.

2) Норму на соотношение адгезионной прочности покрытия при нормальном отрыве $k = \sigma(\tau_2) / \sigma(\tau_1)$ на двух базах времени τ_1 и τ_2 при регламентированном сроке службы τ .

Инь.№ подл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

находят из выражения $K_{\sigma} = [1 - (\frac{\tau_2}{\tau_p})^{0,083}] / [1 - (\frac{\tau_1}{\tau_p})^{0,083}]$. При регламентированном сроке службы покрытия τ_p не менее 10 лет и базах времени воздействия внешней среды $\tau_1=70$ суток и $\tau_2=100$ суток норма на соотношение адгезионной прочности « $K_p \geq 0,922$ ».

4.2. ТРЕБОВАНИЯ К ВНУТРЕННЕМУ ПОКРЫТИЮ ТРУБ

4.2.1. Покрытие выполняют в следующих исполнениях:

Исполнение №1. По всей длине внутренней поверхности трубы, за исключением концевых участков $L_{кв}$ (рис.1). При этом, длина концевых участков $L_{кв}$, свободных от покрытия, должна составлять от 30 до 50 мм. Допускается, по требованию Заказчика, изменение длины концевых участков $L_{кв}$, свободных от эпоксидного покрытия.

Исполнение №2. По всей длине внутренней поверхности трубы ($L_{кв}=0$ – рис.1). При этом, толщина покрытия на концевых участках трубы $L_{кв}$ от 30 до 50 мм - не регламентируется.

До проведения в трассовых условиях сварочных работ, при использовании покрытия №2, необходимо удалить покрытие на концевых участках труб на расстоянии $L_{кв}$ от 30 до 50 мм от торца.

Тип исполнения указывается в требованиях Заказчика.

4.2.2. Материалы для внутреннего двухслойного покрытия на основе эпоксидной порошковой краски:

- для грунтовочного слоя – фенольный или эпоксидно-фенольный праймер, обеспечивающий получение эпоксидного покрытия, отвечающего требованиям настоящих ТУ, толщиной, соответствующей рекомендациям завода-изготовителя материала или нормативно-технической документации ЗАО «ТМК НГС-Нижевартовск».

- для наружного слоя - эпоксидная порошковая краска, обеспечивающая требования настоящих ТУ, толщиной, соответствующей рекомендациям завода-изготовителя материала или нормативно-технической документации ЗАО «ТМК НГС-Нижевартовск».

4.2.3. При наличии локальных дефектов (сквозная пористость, отдельные вздутия и т.п.) во внутреннем покрытии допускается ремонт участков покрытия при их суммарной площади не превышающей 1% от общей площади покрытия трубы и при технической возможности доступа к этим участкам. Устранение дефектов должно осуществляться в соответствии с нормативной документацией на ремонт внутреннего покрытия труб с использованием ремонтных материалов, соответствующих по назначению и свойствам материалам основного покрытия и обеспечивающих требования настоящих ТУ к внутреннему покрытию труб.

4.2.4. Контролируют полноту полимеризации и показатели свойств покрытия, обусловленные его назначением.

4.2.5. Полнота полимеризации оценивается двумя методами:

4.2.5.1. *Метод дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК).*

Полнота полимеризации оценивается по разности двух полученных температур стеклования ($\Delta T_g = T_{g2} - T_{g1}$) и должна быть в пределах $-3 \leq \Delta T_g \leq +2$. При этом на ДСК- термограмме первого прогона в области температур 140-240⁰С должен отсутствовать пик доотверждения.

4.2.5.2. *Метод воздействия растворителя (метилизобутилкетона).*

Полнота полимеризации на изолированном изделии осуществляется и оценивается следующим способом:

Инь.№ п/дл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Подп. и дата
Инь.№ дубл.	Подп. и дата
Подп. и дата	

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

- протереть чистой тканью (салфетка тканевая), смоченной метилизобутилкетонам, поверхность покрытия с незначительным прижатием в течение 30 сек.

- оценить покрытие на соответствие ТУ: покрытие соответствует техническим требованиям, если не происходит интенсивное окрашивание ткани.

Метод дифференциальной сканирующей калориметрии применяется для оценки степени полимеризации покрытия при освоении технологии заводской изоляции, при изменении марки материалов или конструкции покрытия; при изменении параметров технологического процесса; при сбое в работе оборудования, сопровождающегося изменением режимов нанесения покрытий.

Метод воздействия растворителя (метилизобутилкетона) применяется при установившихся режимах изоляции труб для контроля стабильности процесса нанесения покрытия. Допускается применение других методов контроля стабильности нанесения покрытия.

4.2.6. Контролируемые свойства внутреннего покрытия, показатели свойств, нормы на них и методы испытаний приведены в табл. 4.

Таблица 4

Свойство	Показатель	Норма	Метод испытания
<p>1.Дефектность внешняя:</p> <p>а) в исходном состоянии при температуре $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$</p> <p>б) после выдержки 1000 ч. при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа в модельных средах: - в 3%-ном водном растворе NaCl - в обезвоженной нефти</p> <p>в) после декомпрессии с предварительной выдержкой 24 ч. в газожидкостной среде (50% керосина + 50% толуола) при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа¹⁾</p>	Внешний вид	<p>Отсутствие пропусков, подтеков, пузырей, вздутий, отслоений.</p> <p>Отсутствие пузырей, вздутий, отслоений, размягчения, значительного изменения цвета</p> <p>Отсутствие пузырей, вздутий</p>	Приложение Г настоящих ТУ

Инв.№ п.дл	Подп. и дата
Взм. инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

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

Свойство	Показатель	Норма	Метод испытания
<p>г) после декомпрессии с предварительной выдержкой 72 ч. в среде NACE, насыщенной H₂S и CO₂, при температуре плюс (60±3)⁰C (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс (200±3)⁰C (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа²)</p> <p>д) после циклического изменения температуры от минус (40±3)⁰C³) до плюс (20±5)⁰C и числа циклов не менее 10</p>		<p>Отсутствие пузырей, вздутий</p> <p>Отсутствие отслаивания на краевых участках</p>	
<p>2.Геометрические размеры:</p> <p>а) в исходном состоянии при температуре (20±5)⁰C</p> <p>б) при воздействии потока среды при скорости течения 10 м/с с 3% мехпримесей⁴)</p>	<p>Толщина, мкм, не менее</p> <p>Скорость изменения толщины, не более</p>	<p>Соответствие рекомендациям Поставщиков материалов и требованиям к покрытию настоящих ТУ</p> <p>0,0034 мкм/ч.⁵) при τ_p = 10 лет</p>	<p>Приложение Д настоящих ТУ</p>
<p>3. Диэлектрическая сплошность:</p> <p>а) в исходном состоянии при температуре плюс (20±5)⁰C</p> <p>б) после изгиба со стрелой прогиба f_{макс}⁶), мм, при температуре: - плюс (20±5)⁰C - минус (40±3)⁰C</p> <p>в) после удара с энергией не менее 5 Дж/мм толщины покрытия при температуре: -плюс (20±5)⁰C - минус (40±3)⁰C</p>	<p>Отсутствие электрического пробоя при напряжении, В/мкм, не менее</p>	<p>4,0</p>	<p>Приложение Е настоящих ТУ</p>

Инь.№ п/дл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Свойство	Показатель	Норма	Метод испытания
г) после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа в течение 100 суток с последующим изгибом со стрелой прогиба f_{max}^6 , мм			
<p>4. Адгезия к стали:</p> <p>а) в исходном состоянии при температуре:</p> <ul style="list-style-type: none"> - плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ - плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) <p>б) при воздействии 3%-ного водного раствора NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа на базах времени 70 сут. и 100 сут.</p>	<p>Характер разрушения покрытия при X-образном надрезе, балл</p> <p>Характер разрушения покрытия при отрыве «грибка»</p> <p>Соотношение адгезионной прочности на базах времени 70 сут. и 100 сут. при нормальном отрыве «грибка», $K_{\sigma} = \sigma(100) / \sigma(70)^7$, не менее</p>	<p>5А</p> <p>Отсутствие отслаивания от металла</p> <p>0,922⁸⁾ при $\tau_p=100$ лет</p>	<p>Приложение Ж настоящих ТУ</p>

Инв.№ п.фдл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Подп. и дата
Инв.№ дубл.	Подп. и дата
Подп. и дата	

Изм.	Лист	№ докм.	Подп.	Дата
------	------	---------	-------	------

Свойство	Показатель	Норма	Метод испытания
5. Электропроводность: а) в исходном состоянии при температуре $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$ б) после выдержки 100 сут. в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс $(200 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа	Переходное сопротивление, Ом.м ² , не менее	10 ⁸	Приложение И настоящих ТУ
		10 ⁷	
6. Способность защищать сталь от коррозии при выдержке в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс $(200 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа в течение 100 сут.	Внешний вид поверхности стали под покрытием	Отсутствие следов коррозии	Приложение Ж настоящих ТУ
7. Способность защищать сталь от сульфидного растрескивания ²⁾ при выдержке в сероводородсодержащей среде NACE при температуре $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$ в течение 720 ч. при одноосном растяжении стали с покрытием при величине напряжения $\sigma_p = 0,95\sigma_T$	Целостность стали с покрытием	Отсутствие излома	Приложение К настоящих ТУ
8. Шероховатость поверхности	Средняя высота микронеровностей Rz, мкм, не более	200 ⁹⁾ при скорости потока до 10 м/с, кинематической вязкости жидко-сти не менее 0,0000052 м ² /с и диаметре труб не менее 76 мм.	ISO 8503-4

Инь.№ подл.	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата
------	-------	----------	-------	------

Примечания: 1) Испытания проводят при наличии нерастворенного газа в транспортируемой жидкости; 2) Испытания проводят при содержании сероводорода в транспортируемой среде свыше 3%; 3) Термоциклическое воздействие для условий Крайнего Севера от минус $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ до плюс $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$; 4) Испытания проводят при скорости потока транспортируемой жидкости не менее 5 м/с; 5) Норму на скорость изменения толщины покрытия при гидроабразивном изнашивании $v_{нк}$ находят из выражения $v_{нк} = \frac{\Delta\delta_{нк}}{\tau_p}$, где $\Delta\delta_{нк}$ - допускаемое изменение толщины покрытия в течение регламентированного срока службы τ_p . При $\Delta\delta_{нк} = 0,3$ мм и $\tau_p = 10$ лет норма на скорость гидроабразивного изнашивания $v_{из} \leq 0,0034$ мкм/ч. 6) Методика расчета нормы на стрелу прогиба приведена в Приложении Е настоящих ТУ; 7) $\sigma(\tau_1)$ и $\sigma(\tau_2)$ – удельное усилие отрыва покрытия методом грибка после испытаний в модельной среде на базах времени соответственно τ_1 и τ_2 . 8) Норму на соотношение адгезионной прочности покрытия при нормальном отрыве $K_{\sigma} = \sigma(\tau_2) / \sigma(\tau_1)$ на двух базах времени τ_1 и τ_2 при регламентированном сроке службы τ_p находят из выражения $K_{\sigma} = [1 - (\frac{\tau_2}{\tau_p})^{0,083}] / [1 - (\frac{\tau_1}{\tau_p})^{0,083}]$. При регламентированном сроке службы покрытия τ_p не менее 10 лет и базах времени воздействия внешней среды $\tau_1 = 70$ суток и $\tau_2 = 100$ суток норма на соотношение адгезионной прочности « $K_{\sigma} \geq 0,922$ ». 9) Норму на шероховатость поверхности внутреннего покрытия трубы назначают исходя из условия обеспечения гидравлически гладкого течения потока жидкости, транспортируемой по трубе $\Delta < \delta_{н.л}$, где Δ - шероховатость поверхности покрытия; $\delta_{н.л}$ - толщина ламинарного подслоя; $\delta_{н.л} = \sqrt{\frac{D_{вн} \nu}{v_0}}$; ν - кинематическая вязкость жидкости; v_0 - скорость потока транспортируемой среды; $D_{вн}$ - внутренний диаметр трубы. При скорости потока до 10 м/с, кинематической вязкости жидкости не менее $0,0000052 \text{ м}^2/\text{с}$ и диаметре труб не менее 76 мм. норма на шероховатость поверхности $\Delta \leq 200$ мкм.

5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

5.1. К выполнению работ по нанесению полимерного покрытия на трубы допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обучение и сдавшие экзамен в установленном порядке.

5.2. Каждый рабочий при допуске к работе проходит инструктаж по технике безопасности на рабочем месте, после чего расписывается в журнале о проведении инструктажа.

5.3. На рабочих местах вывешивают четко отпечатанные необходимые правила и инструкции по технике безопасности и промышленной санитарии.

5.4. При выполнении работ по подготовке поверхности и нанесению полимерного покрытия работающий персонал обеспечивают спецодеждой и средствами индивидуальной защиты в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002 и ГОСТ 12.3.016 или иной нормативно-технической документацией.

Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

5.5. Работы по изоляции наружной и внутренней поверхности труб производят в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.005 или иной нормативно-технической документацией.

5.6. Содержание вредных веществ в рабочей зоне помещений не должно превышать норм, установленных ГОСТ 12.1.005 или иной нормативно-технической документацией.

5.7. При эксплуатации установок следует соблюдать «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

5.8. Установка абразивной обработки труб должна иметь индивидуальную вентиляционную систему с пылеулавливателем. Участки нанесения покрытий должны иметь местный отсос.

5.9. Приточно-вытяжная и общеобменная вентиляция производственного помещения в сочетании с местным отсосом от камер должны обеспечивать удаление пыли в виде аэрозоля из рабочей зоны производственного помещения до концентрации, не превышающей ПДК.

5.10. Контроль за соблюдением предельно допустимых выбросов в атмосферу при нанесении покрытия на внутреннюю поверхность труб должен осуществляться согласно ГОСТ 17.2.3.02 и ТУ на применяемые материалы или иной нормативно-технической документацией.

5.11. Специальные мероприятия для предупреждения вреда окружающей среде, здоровью и генетическому фонду человека при испытании, хранении, транспортировании и эксплуатации труб с полимерным покрытием должны выполняться в соответствии с настоящими ТУ и требованиями нормативных документов, действующих на территории РФ.

Инв.№ п/сдл	Подп. и дата	Взам. и инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	ТУ 1390-003-52534 308-2013					Лист
										24
Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата						

6. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ПОКРЫТИЯ

6.1. ПРАВИЛА ПРИЕМКИ И КОНТРОЛЯ

6.1.1. Проверку качества и приемку труб с заводским покрытием осуществляет СТК завода-изготовителя. Допускается проводить предварительную оценку качества труб с заводским покрытием непосредственными исполнителям работ по технологическим операциям или другими специалистами, прошедшими необходимое обучение, с последующим предъявлением в СТК на окончательную оценку.

6.1.2. Трубы с заводским покрытием предъявляют к приемке партиями или единичными изделиями. Партия состоит из изделий одного и того же типоразмера, изготовленных из одной марки стали с покрытием, изготовленным по одной и той же технологии и из изоляционных материалов одной марки. Это касается покрытия как наружной, так и внутренней поверхности. Количество изделий в партии не должно превышать:

- 600 штук – для труб диаметром до 76 мм включительно;
- 500 штук – для труб диаметром от 76 мм до 89 мм включительно;
- 400 штук – для труб диаметром от 89 мм до 114 мм включительно;
- 300 штук – для труб диаметром от 114 мм до 168 мм включительно;
- 200 штук – для труб диаметром от 168 мм до 219 мм включительно;
- 100 штук – для труб диаметром от 219 мм до 377 мм включительно;
- 50 штук – для труб диаметром от 377 мм до 720 мм включительно;

Допускается, по согласованию с Заказчиком, другие максимальные значения изделий в партии.

6.1.3. На каждую партию изделий с покрытием Изготовитель выдает Сертификат или Паспорт (Приложение Б), в котором помимо сведений на неизолированные трубы, содержатся следующие характеристики покрытия:

- внешний вид;
- геометрические размеры;
- диэлектрическая сплошность в исходном состоянии;
- адгезия к стали;
- использованные изоляционные материалы.

6.1.4. Контроль у Изготовителя качества покрытия изолированных труб включает:

- приемо-сдаточные испытания;
- периодические испытания.

6.1.5. Приемо-сдаточные испытания проводят на каждой партии изолированных труб.

Приемо-сдаточные испытания покрытия наружной и внутренней поверхности изолированных труб включают:

а) измерение длины неизолированных концов на наружной и внутренней поверхности труб (проводят на 10% труб от партии).

Допускается, по согласованию с Заказчиком, изменение объема контроля;

б) контроль полноты полимеризации покрытия:

- методом дифференциальной сканирующей калориметрии – на 0,5% труб в смену - при освоении технологии заводской изоляции, при изменении марки материалов или конструкции покрытия; при изменении параметров технологического процесса; при сбое в работе оборудования, сопровождающемся изменением режимов нанесения покрытий.

- методом воздействия растворителя (метилизобутилкетона) – на 2% труб от партии при стабильных режимах процесса нанесения покрытия.

Инв.№ п.сдл	Подп. и дата	Взят инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата

в) проверку внешнего вида покрытия в исходном состоянии наружной и внутренней поверхности труб:

на каждой трубе – непосредственными исполнителями работ по технологическим операциям;

на 10 % труб от партии – представителями СТК;

г) проверку наличия маркировки на изолированных трубах:

на каждой трубе – непосредственными исполнителями работ по технологическим операциям;

на 10 % труб от партии – представителями СТК;

д) контроль на соответствие настоящим ТУ показателей следующих свойств покрытия наружной и внутренней поверхности труб:

- геометрических размеров: толщины исходной при температуре $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$ (проводят на 10% труб от партии);

- диэлектрической сплошности исходной при температуре $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$:

на каждой трубе – непосредственными исполнителями работ по технологическим операциям;

на 10 % труб от партии – представителями СТК;

Контролю подлежит вся наружная и внутренняя поверхность трубы, за исключением неизолированных концевых участков;

- адгезии исходной при температуре $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$ (проводят на 2% труб из партии).

6.1.6. Периодические испытания покрытия проводят при освоении технологии заводской изоляции, при изменении марки материалов или конструкции покрытия, при изменении параметров технологического процесса, но не реже одного раза в 3 года. Периодические испытания покрытия проводят также по требованию Заказчика.

Допускается задавать порядок и периодичность испытаний в соответствии с ГОСТ 15.309 (по времени или количеству изготовленной продукции), если иное не оговорено Заказчиком.

Периодические испытания выполняет аттестованная специализированная лаборатория, имеющая необходимое оборудование, квалифицированный персонал и достаточный опыт проведения подобных испытаний.

6.1.7. Периодические испытания покрытия наружной поверхности труб включают контроль показателей следующих свойств покрытия в соответствии с таблицей 3:

6.1.7.1. Дефектности внешней - внешнего вида покрытия после воздействия 3%-ного водного раствора NaCl в течение 1000 ч. при плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения], при циклическом изменении температуры от минус $(40 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ до плюс $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$ при числе циклов не менее 10, при воздействии биологически активной среды.

6.1.7.2. Геометрических размеров - глубина вдавливания наконечника (индентора) после воздействия заданной контактной нагрузки при плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения];

6.1.7.3. Диэлектрической сплошности - отсутствия электрического пробоя при заданной величине напряжения после ультрафиолетового облучения в потоке 600 кВт ч/м при температуре плюс $(50 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ в течение 500 ч. с последующим ударом с энергией не менее 5 Дж/мм толщины покрытия при температуре минус $(40 \pm 3)^{\circ}\text{C}$, после удара с энергией не менее 5 Дж/мм толщины покрытия при температурах минус $(40 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ и плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения], после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] в течение 100 суток.

6.1.7.4. Адгезии – адгезионной прочности при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения, соотношения адгезионной прочности после

Инв.№ п.фл.	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Подп. и дата
Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата
------	-------	----------	-------	------

воздействия 3%-ного водного раствора NaCl на базах времени $\tau_1=70$ сут. и $\tau_2=100$ сут. при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] , площади отслаивания покрытия после катодной поляризации при электрическом напряжении 1,5 В в течение 30 сут. в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения];

6.1.7.5. Электропроводности – переходного сопротивления после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] в течение 100 суток;

6.1.7.6. Способности защищать сталь от коррозии – отсутствия следов коррозии стали под покрытием при выдержке в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] в течение 100 сут.

6.1.8. Периодические испытания покрытия внутренней поверхности труб включают контроль показателей следующих свойств покрытия в соответствии с таблицей 4:

6.1.8.1. Дефектности внешней - внешнего вида покрытия после выдержки 1000 ч. при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа в 3%-ном водном растворе NaCl и в обезвоженной нефти, после декомпрессии с предварительной выдержкой 24 ч. в углеводородной газожидкостной среде (50% керосина + 50% толуола) при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа, после декомпрессии с предварительной выдержкой 72 ч. в среде NACE, насыщенной H_2S и CO_2 , при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа, после циклического изменения температуры от минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$ ³⁾ до плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ и числа циклов не менее 10.

6.1.8.2. Геометрических размеров – скорости изменения толщины покрытия при воздействии потока среды при скорости течения 10 м/с с 3% мехпримесей ;

6.1.8.3. Диэлектрической сплошности – отсутствия электрического пробоя при заданной величине напряжения после изгиба с заданной стрелой прогиба при температурах плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ и минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$, после удара с энергией не менее 5 Дж/мм толщины покрытия при температурах плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$, после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа в течение 100 суток с последующим изгибом с заданной стрелой прогиба;

6.1.8.4. Адгезии – характера разрушения покрытия при отрыве грибка при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении), соотношения адгезионной прочности при воздействии 3%-ного водного раствора NaCl на при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) на базах времени 70 суток и 100 суток;

6.1.8.5. Электропроводности – переходного сопротивления в исходном состоянии и после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) в течение 100 суток;

6.1.8.6. Способность защищать сталь от коррозии - внешнего вида поверхности стали под покрытием при выдержке в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа в течение 100 сут.

Инь.№ подл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум	Подп.	Дата

6.1.8.7. Способности защищать сталь от сульфидного растрескивания – целостности стали с покрытием при выдержке в сероводородсодержащей водной среде NACE при температуре плюс $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$ в течение 720 ч. при одноосном растяжении стали с покрытием при величине напряжения $\sigma_p = 0,95 \sigma_T$;

6.1.8.8. Шероховатости поверхности – средней высоты микронеровностей.

6.1.9. Соответствие фактических значений показателей свойств покрытия по п.п. 6.1.7 и 6.1.8 установленным нормам (табл.3 и 4) гарантируется Изготовителем и определяется при периодических испытаниях покрытия.

6.1.10. Периодические испытания по показателям свойств, приведенным в п.п. 6.1.7 и 6.1.8, проводит сертифицированная лаборатория на образцах типа сегментов, вырезанных из изолированных труб, на образцах-свидетелях или на специальных образцах в соответствии с методами, приведенными в разделе 6.2 и Приложениях к данному ТУ (не менее трех образцов на каждый показатель свойств покрытия).

При использовании образцов типа сегментов, вырезанных из изолированных труб или соединительных деталей предварительно отрезают от торца трубы с покрытием патрубков, длина которого соответствует длине неизолированного конца на наружной поверхности трубы. Затем отрезают со стороны того же конца трубы патрубок длиной 150 мм в соответствии с рисунком В.1а. Разрезают этот патрубок вдоль оси на два сегмента, как показано на В.1б, после чего из этих сегментов вырезают в осевом направлении образцы шириной 90 мм в соответствии с рисунком В.1в.

Образцом-свидетелем является стальная пластина с контролируемым покрытием, сформированным из материалов и по технологии, применяемых для изолируемых труб (рис. В.2). Рекомендуемые размеры и материал пластины: 150 x 90 x (3-4) мм из стали 20.

Специальные образцы приведены на рис.В.3 и В.4.

6.1.11. При неудовлетворительных результатах приемо-сдаточных испытаний покрытия, хотя бы по одному из показателей свойств, проводят повторные испытания покрытия по данному показателю на удвоенном количестве изолированных труб, взятых из той же партии. При получении повторно неудовлетворительных результатов испытаний разрешается проводить поштучный контроль и сдачу изолированных труб по показателю, значение которого при приемо-сдаточных испытаниях партии не соответствовало норме.

6.1.12. При неудовлетворительных результатах периодических испытаний покрытия проводят повторные испытания по показателю, значение которого не соответствует норме, на удвоенном количестве образцов. При повторном получении отрицательных результатов испытаний технологический процесс изоляции труб должен быть приостановлен до выяснения и устранения причин несоответствия покрытия требованиям настоящих ТУ.

6.1.13. Трубы, покрытие которых не отвечает требованиям настоящих ТУ, отбраковывают.

Инь.№ п/дл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

6.2. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

6.2.1 Методы контроля покрытия наружной поверхности труб.

6.2.1.1 Длину неизолированных концевых участков труб с покрытием наружной поверхности (п. 6.1.5) контролируют шаблоном или с помощью линейки металлической по ГОСТ 427 с точностью ± 1 мм;

6.2.1.2 Дефектность внешнюю покрытия наружной поверхности труб (п. 6.1.5) – внешний вид в исходном состоянии контролируют визуально без применения увеличительных средств по методике, изложенной в Приложении Г настоящих ТУ, или сравнением с эталонными образцами, утвержденными в установленном порядке. Контроль дефектности внешней при приемо-сдаточных испытаниях подлежит вся наружная поверхность труб, за исключением неизолированных концов. На неизолированных (очищенных от покрытия) концевых участках труб контролируют отсутствие отслоений покрытия по методикам (инструкциям) ЗАО «ТМК НГС-Нижевартовск».

6.2.1.3 Дефектность внешнюю покрытия наружной поверхности труб – внешний вид после воздействия 3%-ного водного раствора NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] в течение 1000 ч. (п.1 таблица 3) контролируют по методике, изложенной в Приложении Г, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.4 Дефектность внешнюю покрытия наружной поверхности труб – внешний вид после циклического изменения температуры от минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$ до плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ и числа циклов не менее 10 (п. 1 таблица 3) контролируют по методике, изложенной в Приложении Г, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.5 Геометрические размеры покрытия наружной поверхности труб - исходную толщину покрытия (п.п. 6.1.5 6.1.7) контролируют толщиномером, предназначенным для измерения толщины ферромагнитных покрытий на ферромагнитной подложке с точностью $\pm 0,02$ мм. Контроль толщины осуществляют не менее чем в 10-ти точках по длине изолированного изделия, начиная от края покрытия.

6.2.1.6 Геометрические размеры покрытия наружной поверхности труб – уменьшение толщины покрытия при удельной контактной нагрузке 10 МПа при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] (п. 2 таблица 3) контролируют по методике, изложенной в Приложении Д настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.7 Диэлектрическую сплошность покрытия наружной поверхности труб – отсутствие электрического пробоя при заданной величине напряжения (п. 3 таблица 3) контролируют электроискровым дефектоскопом. Контроль диэлектрической сплошности при приемо-сдаточных испытаниях подлежит вся наружная поверхность труб, за исключением неизолированных концов.

6.2.1.8 Диэлектрическую сплошность покрытия наружной поверхности труб – отсутствие электрического пробоя при заданной величине напряжения после ультрафиолетового облучения в потоке 600 кВт ч/м при температуре плюс $(50\pm 3)^{\circ}\text{C}$ в течение 500 ч. с последующим ударом с энергией не менее 5 Дж/мм толщины покрытия при температуре минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (п.3 таблица 3) контролируют по методике, изложенной в Приложении Е настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.9 Диэлектрическую сплошность покрытия наружной поверхности труб – отсутствие электрического пробоя при заданной величине напряжения после удара с энергией не менее 5 Дж/мм толщины покрытия при температурах плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ и минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (п.3 таблица 3) контролируют по методике, изложенной в Приложении Е

Инв.№ п.дл.	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	Лист
ТУ 1390-003-52534308-2013					Лист
Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	

настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.10 Диэлектрическую сплошность покрытия наружной поверхности труб – отсутствие электрического пробоя при заданной величине напряжения после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] в течение 100 суток (п.3 таблица 3) контролируют по методике, изложенной в Приложении Е настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.11 Адгезию покрытия наружной поверхности труб – адгезионную прочность при отслаивании полосы покрытия в исходном состоянии при температуре плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ (п. 4 таблица 3) контролируют на трубе с покрытием, нанесенным по всей длине наружной поверхности, за исключением концевых участков, по методике, изложенной в Приложении Ж. Допускается контроль адгезии проводить при температуре трубы до плюс 35°C по параметрам, указанным в п.4 таблицы 3. При периодических испытаниях параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

Допускается контроль адгезии производить на концевых участках трубы, до удаления покрытия. После окончания контроля покрытие удаляют со стороны торцов изолированного изделия на расстоянии, соответствующем требуемой длине неизолированных концов.

6.2.1.12 Адгезию покрытия наружной поверхности труб – адгезионную прочность методом отслаивания полосы покрытия при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] (п. 4 таблица 3) контролируют по методике, изложенной в Приложении Ж, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.13 Изменение адгезии наружной поверхности труб – соотношение адгезионной прочности методом отслаивания полосы покрытия после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] на двух базах времени 70 суток и 100 суток (п. 4 таблица 3) определяют по методике, изложенной в Приложении Ж настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.14 Изменение адгезии покрытия наружной поверхности труб – площади отслаивания при катодной поляризации в течение 30 суток при электрическом напряжении 1,5 В в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] (п. 4 таблица 3) определяют по методике, изложенной в Приложении В ГОСТ Р 51164, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.15 Электропроводность покрытия наружной поверхности труб – переходное электрическое сопротивление в исходном состоянии (п.5 таблица 3) определяют по методике, изложенной в Приложении И настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.16 Электропроводность покрытия наружной поверхности труб - переходное электрическое сопротивление после выдержки 100 суток в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] (п. 5 таблица 3) определяют по методике, изложенной в Приложении И настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.1.17 Грибостойкость покрытия наружной поверхности труб – внешний вид покрытия в баллах (п. 1 таблица 3) определяют по методике, изложенной в ГОСТ 9.049.

6.2.1.18 Способность покрытия наружной поверхности труб защищать сталь от коррозии – состояния стали под покрытием после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl в течение 100 сут. при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80\pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] (п. 7 таблица 3) определяют по методике, изложенной в

Инв.№ п.фдл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата

Приложении Ж настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2 Методы контроля покрытия внутренней поверхности труб.

6.2.2.1 Длину неизолированных концевых участков труб с покрытием внутренней поверхности (п. 6.1.5) контролируют шаблоном или с помощью линейки металлической с точностью ± 1 мм.

6.2.2.2 Дефектность внешнюю покрытия внутренней поверхности труб (п. 6.1.5) – внешний вид в исходном состоянии (п. 1 таблица 4) контролируют визуально без применения увеличительных средств по методике, изложенной в Приложении Г настоящих ТУ, или сравнением с эталонными образцами, утвержденными в установленном порядке. При визуальном контроле внешнего вида покрытия внутренней поверхности труб используют подсветку электролампой по ГОСТ 2239. Контролю дефектности внешней при приемо-сдаточных испытаниях подлежит вся внутренняя поверхность труб, за исключением неизолированных концов.

6.2.2.3 Дефектность внешнюю покрытия внутренней поверхности труб – внешний вид после воздействия 3%-ного водного раствора NaCl и обезвоженной нефти при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа в течение 1000 ч. (п.1 таблица 4) контролируют по методике, изложенной в Приложении Г, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.4 Дефектность внешнюю покрытия внутренней поверхности труб – внешний вид после декомпрессии с предварительной выдержкой в углеводородной газожидкостной среде (50% керосина + 50% толуола) при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа в течение 24 ч. (п. 1 таблица 4) контролируют по методике, изложенной в Приложении Г, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.5 Дефектность внешнюю покрытия внутренней поверхности труб – внешний вид после декомпрессии с предварительной выдержкой в среде NACE, насыщенной H_2S и CO_2 , при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа в течение 72 ч. (п. 1 таблица 4) контролируют по методике, изложенной в Приложении Г, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.6 Дефектность внешнюю покрытия внутренней поверхности труб – внешний вид после циклического изменения температуры от минус $(40 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ до плюс $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$ и числа циклов не менее 10 (п. 1 таблица 4) контролируют по методике, изложенной в Приложении Г, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.7 Геометрические размеры покрытия внутренней поверхности труб - исходную толщину покрытия (п.п. 6.1.5 6.1.7) контролируют толщиномером, предназначенным для измерения толщины ферромагнитных покрытий на ферромагнитной подложке с точностью $\pm 0,02$ мм. Контроль толщины осуществляют на не менее чем в 8-ми точках по длине изолированного изделия, начиная от края покрытия, либо не менее чем в 4-х точках с каждого торца трубы по периметру доступных для измерительных устройств концевых участков трубы

6.2.2.8 Геометрические размеры покрытия внутренней поверхности труб – скорость изменения толщины покрытия при воздействии потока транспортируемой среды при скорости течения 10 м/с с 3% мехпримесей (п. 2 таблица 4) контролируют по методике, изложенной в Приложении Д настоящих ТУ, на специальных образцах. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.9 Диэлектрическую сплошность покрытия внутренней поверхности труб – отсутствие электрического пробоя при заданной величине напряжения (п. 3 таблица 4)

Инв.№ п.сдл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

контролируют электроискровым дефектоскопом. Контролю диэлектрической сплошности при приемо-сдаточных испытаниях подлежит вся внутренняя поверхность труб, за исключением неизолированных концов.

6.2.2.10 Диэлектрическую сплошность покрытия внутренней поверхности труб – отсутствие электрического пробоя при заданной величине напряжения после изгиба с заданной стрелой прогиба (п.3 таблица 4) при температуре плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ и минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$ контролируют по методике, изложенной в Приложении Е настоящих ТУ, на образцах-свидетелях. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.11 Диэлектрическую сплошность покрытия внутренней поверхности труб – отсутствие электрического пробоя при заданной величине напряжения после удара с энергией не менее 5 Дж/мм толщины покрытия при температурах плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ и минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (п. 3 таблица 4) контролируют по методике, изложенной в Приложении Е настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.12 Диэлектрическую сплошность покрытия внутренней поверхности труб – отсутствие электрического пробоя при заданной величине напряжения после воздействия 3%-ного водного раствора NaCl при плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) в течение 100 суток с последующим изгибом (п. 3 таблица 4) контролируют по методике, изложенной в Приложении Е настоящих ТУ, на образцах-свидетелях. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.13 Адгезию покрытия внутренней поверхности труб – характер разрушения при X-образном надрезах в исходном состоянии при температуре плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ (п. 4 таблица 4) контролируют на трубе с покрытием, нанесенным по всей длине внутренней поверхности, за исключением концевых участков, по методике, изложенной в Приложении Ж. Допускается контроль адгезии проводить при температуре трубы до плюс 35°C по параметрам, указанным в п.4 таблицы 4. При периодических испытаниях параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

После окончания контроля покрытие, при необходимости, удаляют со стороны торцов изолированного изделия на расстоянии, соответствующем требуемой длине неизолированных концов.

6.2.2.14 Адгезию покрытия внутренней поверхности труб – характер разрушения при отрыве грибка в исходном состоянии при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) (п. 4 таблица 4) контролируют по методике, изложенной в Приложении Ж, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.15 Изменение адгезии покрытия внутренней поверхности труб – соотношение адгезионной прочности методом отрыва грибка после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при максимальной температуре эксплуатации покрытия (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа на двух базах времени 70 суток и 100 суток (п. 4 таблица 4) определяют по методике, изложенной в Приложении Ж настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.16 Электропроводность покрытия внутренней поверхности труб – переходное электрическое сопротивление в исходном состоянии (п.5 таблица 4) определяют по методике, изложенной в Приложении И настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.17 Электропроводность покрытия внутренней поверхности труб - переходное электрическое сопротивление после выдержки 100 суток в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа (п. 5 таблица 4) определяют по методике, изложенной в Приложении И настоящих ТУ, на

Инь.№ подл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.18 Способность покрытия внутренней поверхности труб защищать сталь от коррозии – состояния стали под покрытием после выдержки в 3%-ном водном растворе NaCl в течение 100 сут. при температуре плюс $(60\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200\pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа (п. 6 таблица 4) определяют по методике, изложенной в Приложении Ж настоящих ТУ, на образцах, вырезанных из изделия с покрытием. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.19 Способность покрытия внутренней поверхности труб защищать сталь от сульфидного растрескивания – целостность стали с покрытием после выдержки в сероводородсодержащей водной среде NACE в течение 720 ч. при температуре плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ при одноосном растяжении стали с покрытием при величине напряжения $\sigma_p = 0,95 \sigma_T$ (п. 7 таблица 4) определяют по методике, изложенной в Приложении К настоящих ТУ, на специальных образцах. Параллельно испытывают не менее 3-х образцов.

6.2.2.20 Шероховатость покрытия – среднюю высоту микронеровностей (п. 8 таблица 4) определяют по методике, изложенной в стандарте ISO 8503-4.

6.2.3 Перечень технических средств, рекомендуемых для контроля требуемых свойств покрытия наружной и внутренней поверхности труб, приведен в Приложении Л. Допускается применение других технических средств, обеспечивающих контроль выполнения требований настоящих ТУ.

6.3. ГАРАНТИИ КАЧЕСТВА

6.3.1. Изготовитель труб с заводским покрытием гарантирует соответствие качества покрытия требованиям настоящих ТУ, технической спецификации на поставку или другому нормативному документу, разработанному на основе данных ТУ.

6.3.2. Покрытие наружной и внутренней поверхности труб не должно отслаиваться на их концевых участках в течение установленного срока хранения.

6.3.3. При проведении сварочно-монтажных работ не допускается вздутие, растрескивание и отслоение заводского покрытия наружной поверхности соединяемых изолированных труб на участке, прилегающем к зоне сварного шва. Металл неизолированных концевых участков, прилегающий к покрытию и под ним, не должен нагреваться более 100°C во время проведения сварочно-монтажных работ, а продолжительность нагрева не должна превышать 30 минут.

6.3.4. Изготовитель гарантирует регламентированный срок службы покрытия наружной и внутренней поверхности труб не менее 10 лет, при соблюдении оговоренных в данных ТУ (п. 1.1) условий их складирования и хранения, строительства и эксплуатации трубопровода из указанных изолированных труб.

6.3.5. Дефекты покрытия, являющиеся результатом недопустимых механических воздействий, вследствие нарушения правил транспортирования и монтажа изолированных труб, не являются признаком заводского брака и устраняются при ремонте в трассовых условиях по согласованной документации.

Инв.№ п.сдл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата

7. МАРКИРОВКА, УПАКОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

7.1. ПРАВИЛА МАРКИРОВКИ

7.1.1. Маркировку наносят на наружную или внутреннюю поверхность труб с покрытием в соответствии с ГОСТ 10692, ГОСТ 14192.

Дополнительно к данным на непокрытую трубу, предусмотренным соответствующими НД, маркировка включает:

- товарный знак или наименование предприятия, наносящего покрытие (если производство труб и их покрытие осуществляют на разных предприятиях);
- обозначение вида покрытия;
- обозначение настоящих ТУ;
- номер партии и дату нанесения покрытия;
- отметку СТК о приемке продукции.

Допускается маркировку производить в соответствии с другой нормативно-технической документацией.

7.1.2. Маркировка должна быть выполнена с помощью трафарета, печати или другими способами, которые создают четкие и несмываемые надписи красками длительного действия, обеспечивающими сохранность маркировки на период гарантированного срока хранения изолированных труб. Допускается маркировку производить другими методами, не нарушающими сплошность покрытия (например, лазерное клеймение).

7.1.3. В соответствии с ГОСТ Р 52568 допускается по согласованию с Заказчиком наносить маркировку на самоклеящиеся ярлыки, которые наклеивают на поверхность металла или покрытия. При этом личный идентификационный номер изделия без покрытия следует наносить на поверхность покрытия или металла трубы стойкой краской или стойким маркером, гарантированно обеспечивающим его сохранность на период транспортировки.

По согласованию с Заказчиком допускается изменять способы и параметры маркировки.

7.2. ТРЕБОВАНИЯ К ХРАНЕНИЮ, ПОГРУЗКЕ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ ТРУБ С ПОКРЫТИЕМ

7.2.1. Транспортирование и хранение изолированных труб должно проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ 10692.

7.2.2. Транспортирование труб с заводским покрытием наружной поверхности производят в специальной упаковке или без нее. Для упаковки изолированных труб используют фланцы, защитные колпаки или защитные кольца. Допускается упаковка труб диаметром 325 мм и менее в кассеты или пакеты. Конструкция кассеты или пакета должна обеспечивать сохранность покрытия. Трубы с двухслойным и трехслойным полиэтиленовым покрытием по согласованию с Заказчиком могут поставляться без дополнительной упаковки. Для транспортирования используют автомобильный, железнодорожный, речной и морской транспорт, оборудованный специальными приспособлениями, исключающими перемещение труб и повреждение покрытия.

7.2.3. Для перевозки труб с покрытием следует применять автомобили-длинномеры, оборудованные приспособлениями, предотвращающими прогиб, точечное опирание и свисание концов труб более 1/5 длины в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на транспорте данного вида, либо полувагонами РЖД.

Инв.№ п.дл.	Подп. и дата
Взят. и инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

7.2.4. Погрузочно-разгрузочные работы, связанные с перемещением изолированных труб, должны производиться в условиях, предотвращающих механические повреждения покрытия. Запрещено использование стальных канатов и строп без дополнительных устройств, позволяющих предотвратить воздействие значительных контактных нагрузок и сил трения на покрытие, способных вызвать его механическое разрушение и возникновение дефектов на торцовых поверхностях изделий.

Погрузо-разгрузочные работы следует выполнять в соответствии со СНиП 12-03 и СНиП 12-04, ГОСТ 12.3.002 с применением 2-х гибких полотенец, закрепленных на крюке на расстоянии $\frac{1}{4}$ длины трубы от ее конца, ограничивающих прогиб трубы и предотвращающих повреждение изоляции. Сбрасывание труб с покрытием категорически запрещено.

Места производства погрузо-разгрузочных работ должны быть оборудованы в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003.

7.2.5. Хранение не должно приводить к нарушению сплошности покрытия.

Трубы с покрытием складировуют в штабели. Трубы следует хранить в штабелях, рассортированными по диаметрам. Высота штабелей не должна быть более 3м.

Нижний ряд труб следует укладывать на специальные прокладки, покрытые мягким материалом или на валики из просеянного песка, покрытые пленкой из полимерного материала. Между рядами труб прокладывается 3-4 доски (проставки) шириной не менее 160 мм, при необходимости размещают прокладки из эластичного материала (резиновый жгут, резиновая или резинотканевая лента). При складировании прямошовных труб шов должен быть ориентирован в зазор между трубами. Трубы диаметром до 600 мм складировуются в 3-4 ряда, от 700 до 1200 мм – не более, чем в 2 ряда.

Трубы должны складироваться на предварительно выровненную площадку в соответствии с требованиями ГОСТ 9238, ГОСТ 10807, ГОСТ 12.1.004 горизонтальными рядами с соблюдением мер предосторожности, исключающими повреждение труб и их раскатывание.

Допускается хранение труб на открытом воздухе. Трубы с заводским полиэтиленовым покрытием наружной поверхности, хранение которых планируется более 6 мес., должны быть защищены от ультрафиолетового излучения, для чего следует использовать навесы, укрытия или другие защитные устройства.

Инв.№ п.сдл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата
------	-------	---------	-------	------

8. ПРИЛОЖЕНИЯ

8.1 ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Номер измен.	Основание для внесения изм. (номер и дата документа)	Номера листов(страниц)			Всего листов (страниц) в документе	Дата внесения изм.	Дата ввода изм. в действие	Подпись ответст. за внесение изм.
		Измененных	Новых	Анулированных				

Инв.№ п/дл	Подп. и дата	Взам. и инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

Handwritten signature and initials

8.2 ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)

СЕРТИФИКАТ КАЧЕСТВА

на трубу с покрытием (ТУ 1390-003-52534308-2013)

ЗАО «ТМК Нефтегазсервис-Нижневартовск»

«___» _____ 20__ г

1. Наименование изделия, технические условия _____
2. Типоразмер изделия _____
3. Марка стали _____ ГОСТ, ТУ _____
4. Номер партии _____ кол-во изолируемых труб _____ общая длина _____
5. Заказчик _____
6. Тип покрытия наружной поверхности _____
 - 6.1. Внешний вид _____
 - 6.2. Диэлектрическая сплошность исходная, кВ _____
 - 6.3. Толщина, мм _____
 - 6.4. Адгезия к стали _____
7. Тип покрытия внутренней поверхности _____
 - 7.1. Внешний вид _____
 - 7.2. Диэлектрическая сплошность исходная, кВ _____
 - 7.3. Толщина, мм _____
 - 7.4. Адгезия к стали _____

8. Материалы покрытия наружной поверхности:

	Наименование материала покрытия	Стандарт или ТУ
1.		
2.		
3.		

9. Материалы покрытия внутренней поверхности:

№	Наименование материала покрытия	Стандарт или ТУ
1.		
2.		

Соответствие покрытия требованиям ТУ _____

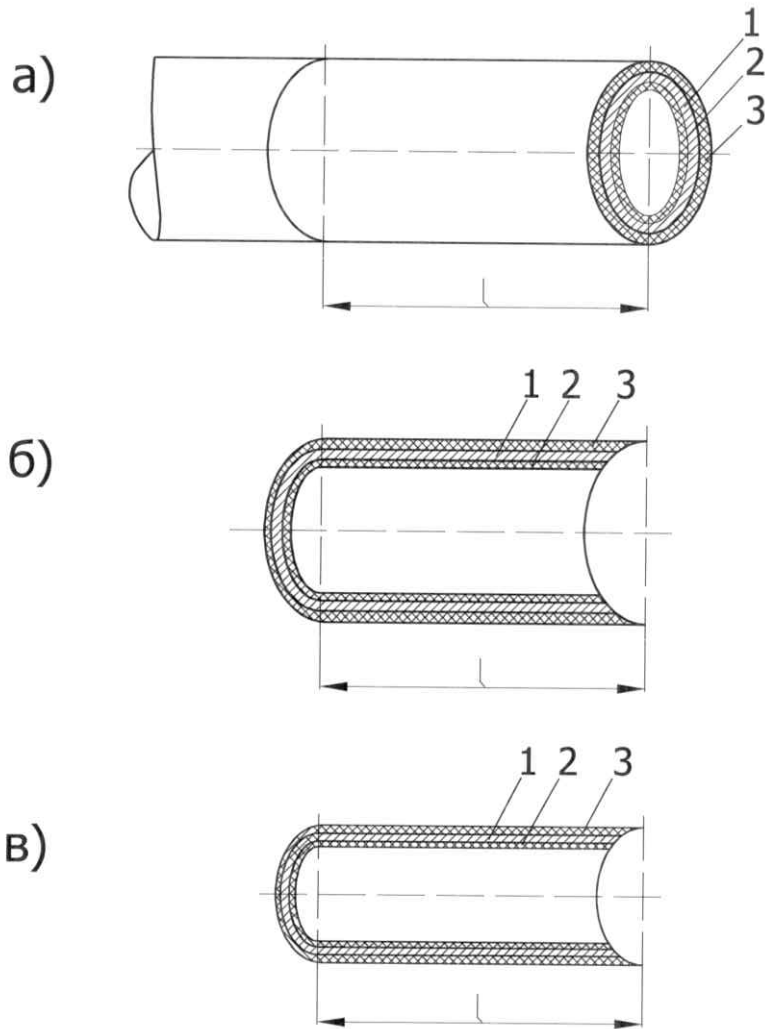
Начальник СТК _____ печать.

Иньв.№ подл.	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Иньв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

8.3 ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

ОБРАЗЦЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ ТРУБ



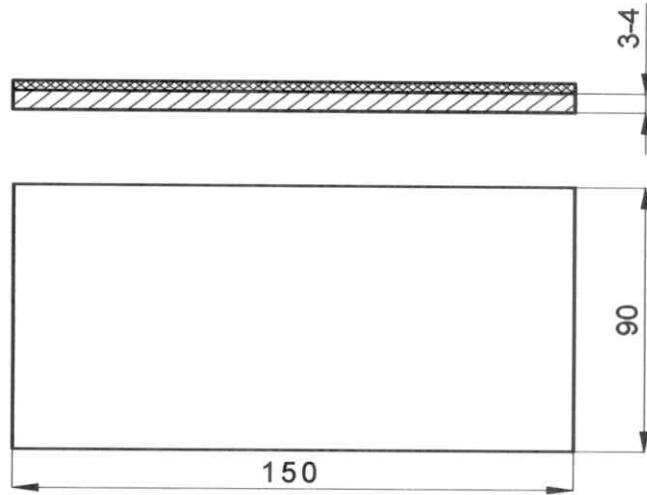
а) образец в виде патрубка; б) образец в виде сегмента широкого; в) образец в виде полосы.

1-патрубок или вырезанный из него элемент; 2-покрытие внутренней поверхности патрубка или вырезанного из него элемента; 3-покрытие наружной поверхности патрубка или вырезанного из него элемента

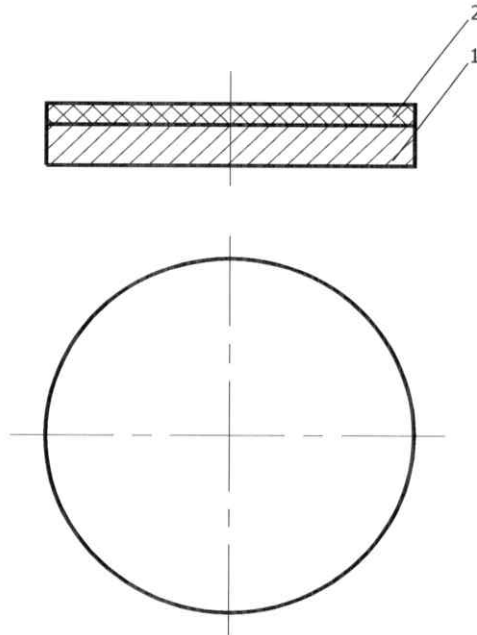
Рисунок В.1 - Схемы образцов, вырезанных из изолированных труб для контроля качества наружного и внутреннего покрытий

Инь.№ п/дл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата



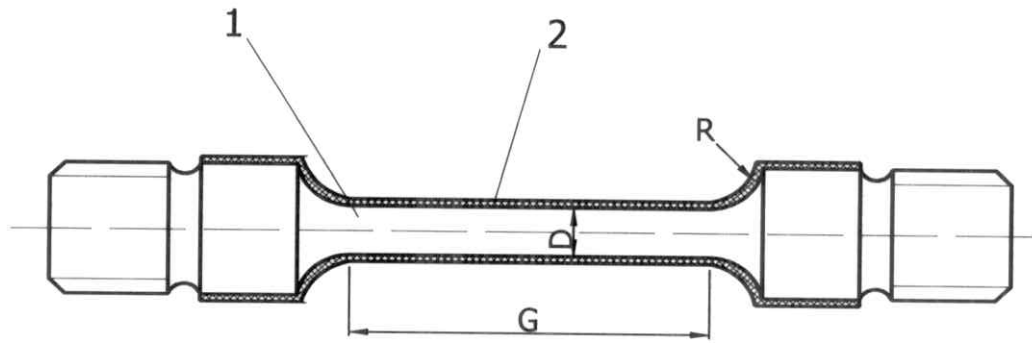
1 – пластина стальная из стали 20; 2 – покрытие
 Рисунок В.2 – Схема образца – свидетеля



1 – диск стальной из стали 20; 2 – покрытие.
 Рисунок В.3 - Схема образца типа диска для контроля относительного изменения толщины внутреннего покрытия труб при гидроабразивном изнашивании.

Инв.№ п/фл	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата



1 – образец стальной, вырезанный из трубы; 2 – покрытие.

Рисунок В.4 - Схема образца для контроля способности внутреннего покрытия труб защищать сталь от сульфидного растрескивания

Размер	Стандартный образец	Допустимый образец
D, мм	$6,35 \pm 0,13$	$3,81 \pm 0,05$
G, мм	25,4	25,4
R, мм	15	15

Инь.№ п.сдл	Подп. и дата	Взам. и инв.№	Инь.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата

8.4 ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(справочное)

**МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ ДЕФЕКТНОСТИ ВНЕШНЕЙ НАРУЖНОГО И
ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ**

Г.1 Требования к образцам.

- 1.1 Образцы для испытаний.
 - 1.1.1 При приемочных испытаниях – изолированное изделие.
 - 1.1.2 При периодических испытаниях - сегмент (рис. В.1в) размером 150 x 90 мм.
- 1.2 На образцы наносится маркировка, не повреждающая покрытие и устойчивая в испытательных модельных средах.
- 1.3 Количество образцов для параллельных испытаний не менее 3шт.

Г.2 Приборы, оборудование, материалы.

- 2.1 Автоклавная установка для выдержки образцов в модельных средах -1 шт.
- 2.2 Модельные среды: 3%-ный водный раствор NaCl, обезвоженная малосернистая нефть, газожидкостная смесь (50% керосина + 50% толуола), среда NACE, биологически активная среда по ГОСТ 9. 049 и ГОСТ 9.050 - 1 тара стеклянная объемом 10 л. для каждой модельной среды.
- 2.3 Криостат типа «КС-70М» - 1 шт.
- 2.4 Сушильный шкаф типа «АТК 100/300В» - 1 шт.
- 2.5 Лупа с масштабом увеличения x 5 -1 шт.
- 2.6 Салфетки тканевые – 1 упаковка.

Г.3 Проведение контроля внешнего вида наружного и внутреннего покрытий в исходном состоянии при температуре плюс (20 ±5)⁰С (ГОСТ 9.407).

- 3.1 Протереть покрытие образца влажной мягкой салфеткой для удаления с поверхности покрытия загрязнений.
- 3.2 Визуально осмотреть поверхность покрытия, отстоящую от краев образца на расстоянии не менее 10 мм., используя при необходимости лупу.
- 3.3 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля внешнего вида покрытия на всех образцах соответствуют норме, приведенной в технических требованиях табл. 3 п.1 и табл. 4 п.1.

Г.4 Проведение контроля внешнего вида наружного и внутреннего покрытий при выдержке в модельной среде (3%-ный водный раствор NaCl для наружного и внутреннего покрытия; обезвоженная нефть для внутреннего покрытия):

- для наружного покрытия - при температуре плюс (60 ±3)⁰С [+80±3⁰С – для теплостойкого исполнения];
- для внутреннего покрытия - при температуре плюс (60 ±3)⁰С (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс (200±3)⁰С (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа.

- 4.1 Проверить соответствие внешнего вида покрытия испытываемых образцов в исходном состоянии норме, приведенной для наружного покрытия в табл. 3 п.1 и для внутреннего покрытия в табл. 4 п.1.
- 4.2 Установить образцы в автоклавную установку и заполнить рабочую камеру автоклавной установки соответствующей модельной средой (3%-ный водный раствор NaCl или обезвоженная нефть);
- 4.3 Прогреть модельную среду в автоклавной установке до заданной температуры и создать при испытаниях внутреннего покрытия требуемое давление модельной среды в автоклавной установке.

Иньв.№ подл	Подп. и дата	Взам. и инв.№	Иньв.№ дубл.	Подп. и дата		Лист
					ТУ 1390-03-52534308-2013	41
Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата		

4.4 Выдержать образцы в автоклавной установке в соответствующей модельной среде (3%-ный водный раствор NaCl или обезвоженная нефть) в течение $\tau = 1000$ ч. при заданных значения температуры и давления.

4.5 Сбросить давление в автоклавной установке и охладить модельную среду в автоклавной установке до комнатной температуры.

4.6 Извлечь образцы из модельной среды и протереть фильтровальной бумагой для удаления остатков модельной среды.

4.7 Визуально осмотреть поверхность покрытия, отстоящую от краев образца на расстоянии не менее 10 мм., используя при необходимости лупу.

4.8 Покрытие соответствует техническим требованиям, если результаты контроля внешнего вида покрытия на всех образцах после испытаний в модельных средах при указанных температурах соответствуют норме, приведенной для наружного покрытия в табл. 3 п.1 и для внутреннего покрытия табл. 4 п. 1.

Г.5 Проведение контроля внешнего вида внутреннего покрытия при декомпрессии с предварительной выдержкой в модельной среде (среда NACE, насыщенная H₂S и CO₂, и углеводородная газожидкостная смесь: 50% керосина + 50% толуола) на заданной базе времени при температуре (60 ± 3)°C (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс (200 ± 3)°C (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа.

5.1 Проверить соответствие внешнего вида покрытия испытываемых образцов в исходном состоянии норме, приведенной для внутреннего покрытия в табл. 4 п. 1.

5.2 При испытаниях в среде NACE, насыщенной H₂S и CO₂, приготовление модельной среды и установку образцов в автоклавной установке выполнять в следующей последовательности.

5.2.1 Приготовить среду NACE, для чего растворить в дистиллированной воде 50 г/л NaCl и 5,0 г/л CH₃COOH.

5.2.2 Заполнить рабочую камеру автоклавной установки модельной средой NACE до уровня, при котором устанавливаемые затем образцы располагались так, чтобы с модельной средой контактировало 40-50 % поверхности покрытия.

5.2.3 Установить образцы в автоклавную установку и загерметизировать автоклавную установку.

5.2.4 Продуть модельную среду в автоклавной установке инертным газом не менее 20 мин.

5.2.5 Провести насыщение модельной среды H₂S со скоростью 100-200 мл/мин в течение 20 мин. в расчете на 1 л. модельной среды.

5.2.6 Провести насыщение модельной среды CO₂ при избыточном давлении 6,0 МПа.

5.3 При испытаниях в газожидкостной углеводородной среде приготовление модельной среды и установку образцов в автоклавной установке выполнять в следующей последовательности.

5.3.1 Заполнить рабочую камеру автоклавной установки модельной средой (смесь 50% керосина + 50% толуола) до уровня, при котором устанавливаемые затем образцы располагались так, чтобы с модельной средой контактировало 40-50 % поверхности покрытия;

5.3.2 Установить образцы в автоклавную установку и загерметизировать автоклавную установку.

5.3.3 Провести насыщение модельной среды природным газом (по ГОСТ 5542) при избыточном давлении 6,0 МПа.

5.4 Прогреть модельную среду в автоклавной установке до заданной температуры и обеспечить в автоклавной установке требуемое давление модельной среды.

Иньв.№ подл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Иньв.№ дубл.
Подп. и дата	

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата

5.5 Выдержать образцы в автоклавной установке в модельной среде в течение заданного времени (72 ч. в среде NACE; 24 ч. в углеводородной смеси) при заданных значениях температуры и давления.

5.6 Сбросить давление в автоклавной установке со скоростью не менее 0,1 МПа/с (декомпрессия) и охладить модельную среду в автоклавной установке до комнатной температуры.

5.7 Извлечь образцы из модельной среды, промыть проточной водой и протереть фильтровальной бумагой.

5.8 Визуально осмотреть поверхность покрытия, отстоящую от краев образца на расстоянии не менее 10 мм., используя при необходимости лупу.

5.9 Покрытие соответствует техническим требованиям, если результаты контроля внешнего вида покрытия на всех образцах после испытаний на декомпрессию с предварительной выдержкой в модельной среде при заданных значениях температуры и давления соответствуют норме, приведенной в табл. 4 , п.1.

Г.6 Проведение контроля внешнего вида наружного и внутреннего покрытий при циклическом воздействии температуры от минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$ до плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ и заданном числе циклов.

6.1 Проверить соответствие внешнего вида покрытия испытываемых образцов в исходном состоянии норме, приведенной для наружного покрытия в таблице 4 п.1 и для внутреннего покрытия табл.4 п.1.

6.2 Подвергнуть образец термоциклическому воздействию в течение 10 циклов по следующему режиму:

-8 ч. выдержки при температуре минус $(40 \pm 3)^{\circ}\text{C}$;

15 ч. выдержки в воде при температуре плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$;

-1 ч. сушки на воздухе при комнатной температуре с предварительным удалением влаги с поверхности образца фильтровальной бумагой.

6.3 Визуально осмотреть внешний вид покрытия, используя при необходимости лупу.

6.4 Покрытие соответствует техническим требованиям, если результаты контроля внешнего вида покрытия на всех образцах после термоциклических испытаний соответствуют норме, приведенной для наружного покрытия в табл. 3 п.1 и для внутреннего покрытия табл. 4 п.1.

Иньв.№ подл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Подп. и дата
Иньв.№ дубл.	Подп. и дата
Иньв.№ подл	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

8.5 ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(справочное)

**МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ РАЗМЕРОВ НАРУЖНОГО И
ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ.**

Д.1 Требования к образцам.

- 1.1 Образцы для испытаний.
 - 1.1.1 При приемочных испытаниях - изолированное изделие.
 - 1.1.2 При периодических испытаниях - сегмент (рис. В.1в) размером 150 x 90 мм. за исключением испытаний на гидроабразивное изнашивание; специальный образец - диск стальной с покрытием (рис. В.3) при испытаниях на гидроабразивное изнашивание
- 1.2 Количество образцов для параллельных испытаний не менее 3шт.

Д.2 Приборы, оборудование, материалы.

- 2.1 Толщиномер типа «Константа – К5» - 1 шт.
- 2.2 Толщиномер специализированный для контроля толщины внутреннего покрытия на изолированных изделиях – 1 шт.
- 2.3 Установка для контактного нагружения покрытия с нагружающим стержнем массой (250 + 20) г. и диаметром опорного торца (1,8 + 0,1) мм типа «Анкор- КН1» – 1 шт.
- 2.4 Термометр с пределом измерения плюс 100 °С – 1 шт.
- 2.5 Установка для испытания покрытия на гидроабразивный износ типа «Анкор-2»– 1 шт.
- 2.6 Стойка с опорной плитой для измерения толщины покрытия – 1 шт.
- 2.7 Индикатор с ценой деления 0,001мм – 1 шт.

Д.3 Проведение контроля исходной толщины наружного и внутреннего покрытий при температуре плюс (20 ±5)°С.

- 3.1 Проконтролировать правильность показаний толщиномера на тарировочной пластине в соответствии с инструкцией на эксплуатацию.
- 3.2 Провести измерение толщины покрытия на краевых участках и в средней части изолированного изделия не менее чем в трех точках, расположенных равномерно по длине изделия.
- 3.3 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты измерений соответствует норме, приведенной для наружного покрытия в табл. 3 п. 2 и для внутреннего покрытия табл.4 п.2.

Д.4 Проведение контроля изменения толщины наружного полиэтиленового покрытия при контактном нагружении.

- 4.1 Установить образец на стол установки (рис.Д.1), плотно прижав к упорам.
- 4.2 Определить исходную толщину покрытия с помощью толщиномера.
- 4.3 Подвести ножку индикатора к поверхности покрытия, проверить наличие контакта между ними.
- 4.4 Установить стрелку индикатора в нулевое положение.
- 4.5 Нагреть образец до требуемой температуры испытаний плюс (60±3)°С [плюс 80±3 °С – для теплостойкого исполнения].
- 4.6 Установить на верхний конец стержня приспособления груз массой $M_{ГР}$

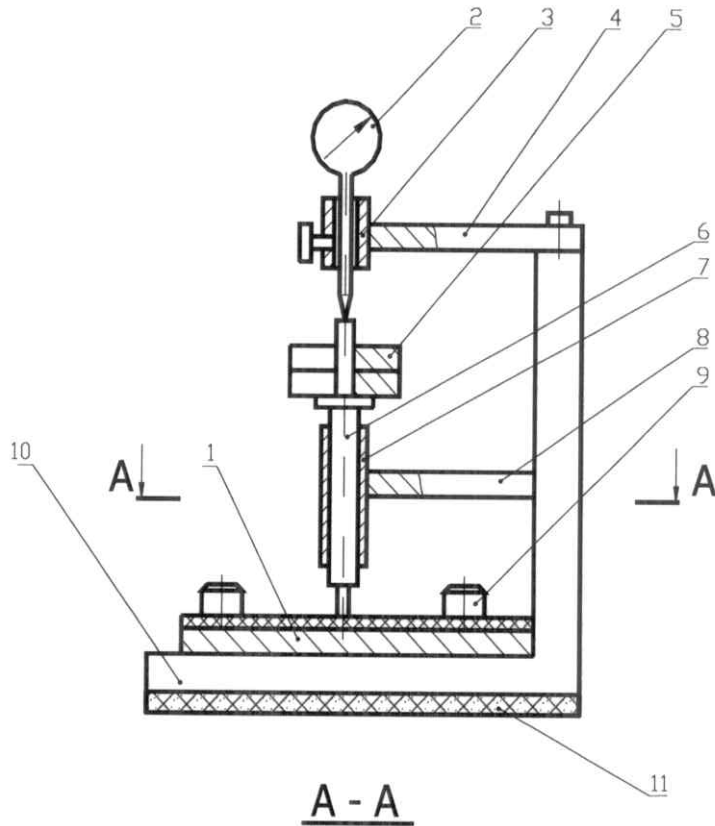
$$M_{ГР} = pF - M_{СТ},$$

где p – нормированная величина контактного давления; $p=10$ МПа; F -площадь опорного торца стержня диаметром (1,8 + 0,1) мм; $M_{СТ}$ -масса стержня.

Инд.№ п.сдл	Подп. и дата	Взам. и нв.№	Инд.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ доум.	Подп.	Дата

4.7 Выдержать образец при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] и контактном давлении 10 МПа в течение 72 ч.



1 – образец; 2 – индикатор; 3 – державка; 4, 8 – кронштейн; 5 – груз; 6 – стержень; 7 – втулка направляющая; 9 – упор; 10 – стойка с опорной плитой; 11 – электронагреватель.

Рисунок Д.1 – Схема установки для испытания покрытия на сопротивление вдавливанию при действии контактной нагрузки.

4.8 Определить по показанию стрелки индикатора глубину вдавливания наконечника стержня в покрытие.

4.9 Определить остаточную толщину покрытия как разность между исходной толщиной и глубиной внедрения наконечника стержня.

Инв.№ п.сдл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докм.	Подп.	Дата

4.10 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если относительное уменьшение толщины покрытия после контактного нагружения соответствует норме, приведенной в табл. 3 п. 2.

Д.5 Проведение контроля скорости изменения толщины внутреннего эпоксидного покрытия при гидроабразивном изнашивании.

5.1 Проточить торец образца со стороны покрытия на токарном станке с базированием в патроне станка по противоположному торцу, сняв тонкий слой покрытия для обеспечения параллельности его поверхности противоположному торцу образца.

5.2 Провести маркировку всех испытываемых образцов.

5.3 Приготовить модельную абразивную жидкость, представляющую собой воду содержащую кварцевый песок, концентрация которого должна соответствовать 10%.

5.4 Залить модельную абразивную жидкость в бак 1 испытательной установки, представленной на рис. Д.2.

5.5 Закрыть задвижки 10а и 10в, открыть задвижку 10б, включить насос шламовой и с помощью байпасной линии перемешать в течение 5 мин залитую в бак 1 абразивную жидкость для равномерного распределения в ней механических примесей.

5.6 Установить столик 2 для крепления образца под углом 45° к оси сопла 13. Контроль скорости изнашивания покрытия может быть проведен при других углах наклона столика к оси сопла, что определяется спецификой прокладки промысловых трубопроводов.

5.7 Открыть задвижку 10в и закрыть задвижку 10б, обеспечив истечение абразивной жидкости из сопла 13.

5.8 Обеспечить с помощью задвижки 10в при одновременном контроле показаний манометра 16 скорость истечения абразивной жидкости из сопла 10 м/с.

5.9 Установить на столик 2 установки испытываемый образец 1 покрытием вверх, включить электродвигатель 12, обеспечивающий вращение образца 1 с помощью гибкого вала 11.

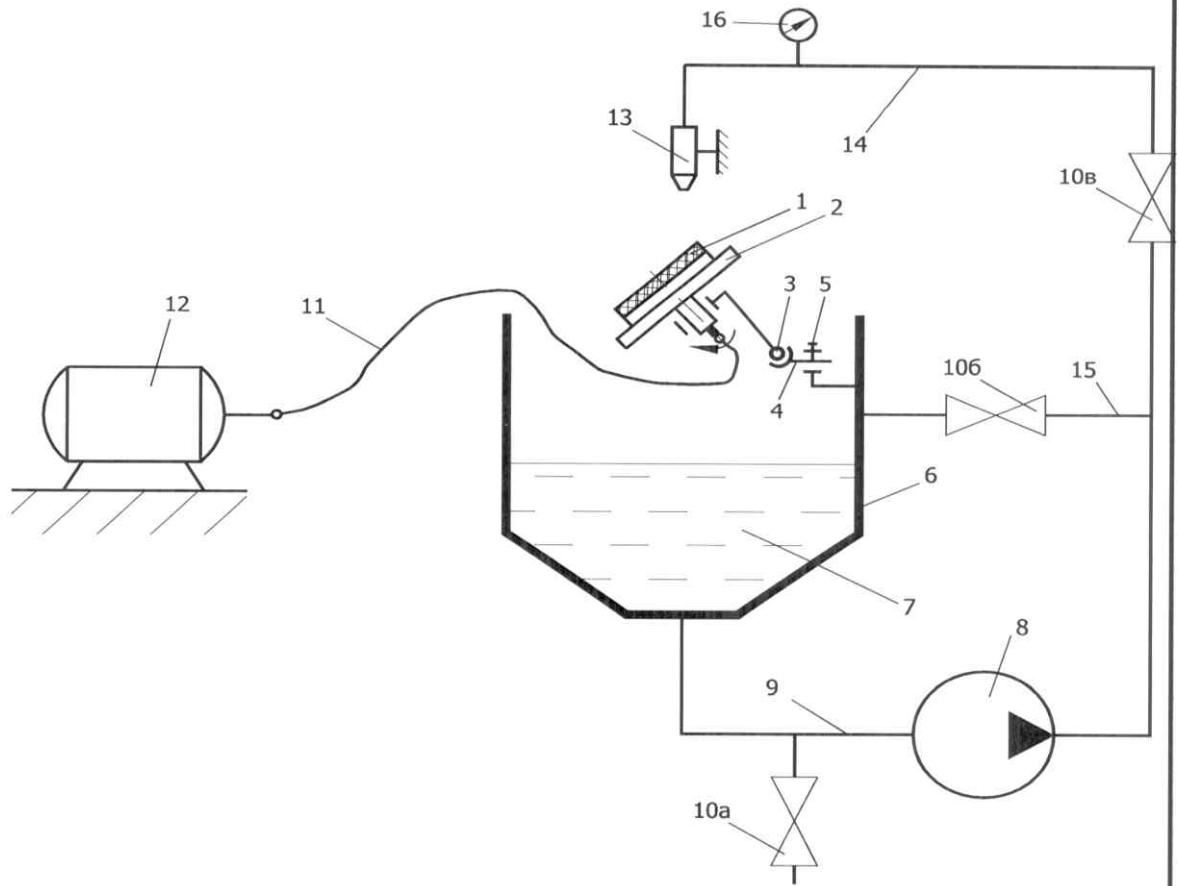
5.10 Включить насос и провести предварительные испытания покрытия на гидроабразивный износ до образования на поверхности покрытия визуально видимой кольцеобразной канавки, являющейся результатом износа покрытия.

5.11 Прекратить испытания, снять образец со столика установки и установить его на опорную плиту приспособления для измерения толщины (рис. Д.3).

5.12 Измерить с помощью индикатора исходную толщину образца вдоль средней линии канавки, образовавшейся на покрытии, в соответствии со схемой, приведенной на рис. 10 и рассчитать среднее арифметическое значение толщины образца.

5.13 Установить образец на столик установки (рис. Д.2) и провести основные испытания покрытия на износ в течение 2-х часов, зафиксировав время начала испытаний.

Инд.№ п.сдл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инд.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

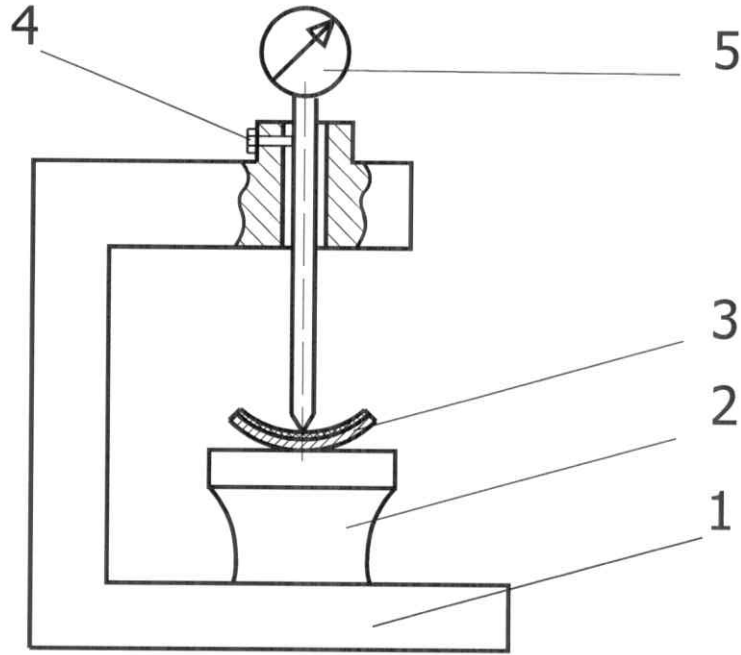


1 – образец с покрытием; 2 –столлик, вращающийся с постоянным магнитом для крепления образца; 3 – шарнирное устройство для изменения угла наклона оси столлика к оси сопла; 4 – державка столлика для его перемещения относительно оси сопла; 5 – винт стопорный; 6 – бак; 7 – модельная абразивная жидкость; 8 – насос; 9 – трубопровод всасывающий; 10 – задвижка; 11 – гибкий вал; 12 – электродвигатель; 13 – сопло; 14 – трубопровод нагнетательный; 15 – байпасная линия; 16 - манометр

Рисунок Д.2 - Схема установки для испытания покрытия на гидроабразивный износ

Инв.№ п.сдл	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата



1 – стойка; 2 – плита опорная; 3 – образец; 4 – винт крепежный; 5 – индикатор;

Рисунок Д.3 - Схема стойки с опорной плитой для измерения толщины покрытия.

5.14 После окончания испытаний снять образец со столика установки, установить на опорную плиту приспособления (рис. Д.3) и измерить толщину образца в среднем сечении канавки, образовавшейся на покрытии вследствие износа.

5.15 Измерения толщины образца производить в соответствии со схемой измерений, приведенной на рис. Д.4, с последующим расчетом среднего арифметического значения толщины.

5.16 Рассчитать среднюю глубину кольцевой канавки на покрытии с помощью выражения

$$h = \delta_{исп} - \delta_{пр},$$

где $\delta_{исп}$ - средняя толщина образца после проведения предварительных испытаний покрытия на износ; $\delta_{пр}$ - средняя толщина образца после проведения основных испытаний на износ.

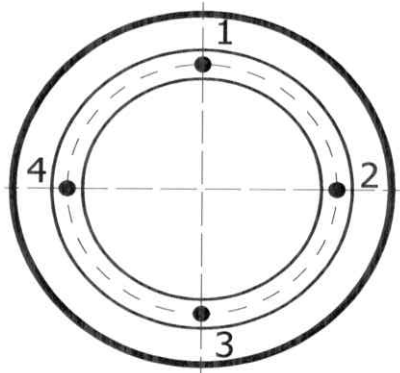


Рисунок Д.4 - Схема расположения точек, в которых должны производиться измерения толщины образца

5.17 Определить скорость изменения толщины покрытия при заданных значениях скорости потока воды 30 м/с и концентрации механических примесей 10% по формуле:

Инд.№ п.сдл	Подп. и дата	Взам. и нв.№	Инд.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ доум.	Подп.	Дата

$$v_{исп} = \frac{h}{\tau_{исп}},$$

где h- средняя глубина кольцевой канавки, образовавшейся вследствие износа покрытия; $\tau_{исп}$ - время испытаний на гидроабразивное изнашивание, за которое образовалась канавка глубиной h.

5.18 Пересчитать скорость изменения толщины покрытия для реальной скорости течения транспортируемой среды по промышленным трубопроводам и фактической концентрации механических примесей по формуле:

$$v_{факт} = v_{исп} \left(\frac{K_{факт}}{K_{исп}} \right) \left(\frac{v_{факт}}{v_{исп}} \right)^2$$

где $K_{факт}$ – фактическая концентрация механических примесей в жидкости, транспортируемой по трубопроводу; $K_{исп}$ - концентрация механических примесей в абразивной жидкости при лабораторных испытаниях; $v_{факт}$ - фактическая скорость течения жидкости, транспортируемой по трубопроводу; $v_{исп}$ - скорость истечения абразивной жидкости из сопла при лабораторных испытаниях.

5.19 В большинстве случаев скорость течения жидкости, транспортируемой по промышленным трубопроводам, не превышает 10 м/с. В этом случае реальная скорость изменения толщины покрытия трубопровода будет в 9 раз ниже установленной при лабораторных испытаниях при концентрации механических примесей в транспортируемой жидкости соответствующей условиям лабораторных испытаний. При реальной концентрации механических примесей, не превышающей 3% реальная скорость изменения толщины покрытия будет в 27 раз ниже установленной при лабораторных испытаниях.

Более жесткие режимы проведения лабораторных испытаний покрытия на гидроабразивное изнашивание позволяют значительно сократить продолжительность этих испытаний.

5.20 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если полученные значения скорости изменения толщины покрытия на всех испытанных образцах соответствуют норме, приведенной в табл. 4 п 2 настоящего стандарта.

Инв.№ п.фл.	Подп. и дата
Взам. инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата

8.6 ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(справочное)

МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СПЛОШНОСТИ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ

Е.1 Требования к образцам.

- 1.1 Образцы для испытаний:
 - 1.1.1 При приемочных испытаниях – изолированное изделие.
 - 1.1.2 При периодических испытаниях - образец в виде сегмента (рис. В.1в), вырезанный из изделия с покрытием и образец-свидетель в виде пластины (рис.В.2) размером 150 x90 x (3-4) мм;
- 1.2 Количество образцов для параллельных испытаний не менее 3шт.

Е.2 Приборы, оборудование, материалы.

- 2.1 Дефектоскоп электроискровой типа Корона -2.2 – 1 шт.
- 2.2 Установка для испытания покрытия на удар типа «Анкор-ПУ1» - 1 шт.
- 2.3 Приспособление для испытания покрытия на изгиб типа «Анкор-ПИ1» – 1 шт.
- 2.4 Сушильный шкаф типа «АТК 100/300 В» – 1 шт.
- 2.5 Криостат типа «КС-70М» – 1 шт.
- 2.6 Камера для ультрафиолетового облучения типа «Анкор-КУФ1» – 1 шт.
- 2.7 Толщиномер типа «Константа –К5» - 1шт
- 2.8 Фильтровальная бумага – 1 упаковка.
- 2.9 Автоклавная установка для выдержки образцов в модельной среде при температуре $T_{\text{экс.мак}}$ и давлении $p_{\text{экс.мак}}$ – 1шт.

Е.3 Проведение контроля диэлектрической сплошности наружного и внутреннего покрытий на изолированной трубе в исходном состоянии при плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$.

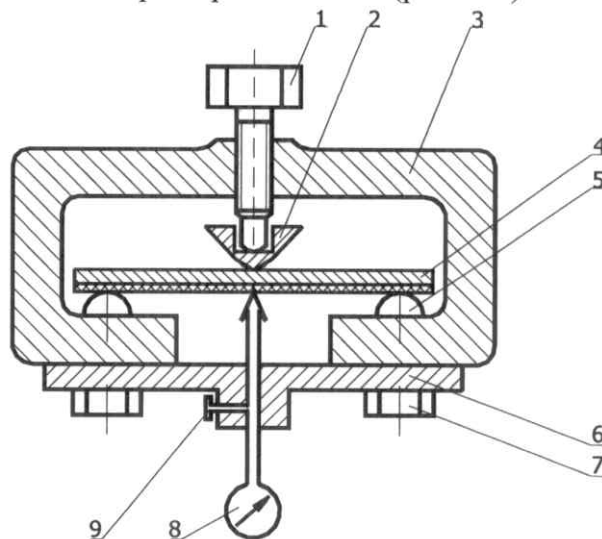
- 3.1 Отрегулировать перед контролем напряжение на дефектоскопе для получения требуемой величины напряжения на мм толщины покрытия.
- 3.2 Заземлить изделие при входном контроле или образец при сертификационных испытаниях.
- 3.3 Подать напряжение на электрод дефектоскопа.
- 3.4 Перемещать электрод непрерывным движением по поверхности покрытия на контролируемых участках для выявления дефектных мест по шуму пробивающейся искры или по сигналу, издаваемому прибором.
- 3.5 Покрытие контролируют по всей поверхности, за исключением концевых участков, а также в местах поверхностных повреждений, выявленных при визуальном осмотре покрытия.
- 3.6 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля на диэлектрическую сплошность всех испытанных изделий при приемочном контроле или образцов при сертификационных испытаниях соответствуют норме, приведенной для покрытия наружной поверхности в табл. 3 п. 3 и для покрытия внутренней поверхности в табл. 4 п. 3.

Е.4 Проведение контроля диэлектрической сплошности внутреннего эпоксидного покрытия на образцах-спутниках типа пластин при поперечном изгибе со стрелой прогиба $f_{\text{мак}}$ при температурах минус $(40\pm 3)^{\circ}\text{C}$ и плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$.

- 4.1 Провести маркировку и определить толщину покрытия всех испытываемых образцов.
- 4.2 Проверить диэлектрическую сплошность покрытия образцов электроискровым дефектоскопом в соответствии с п. Е.3..

Инв.№ подл	Подп. и дата	Взам. и инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата	Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата	ТУ 1390-003-52534 308-2013	Лист
											50

4.3 При наличии дефектных мест образец считается непрошедшим испытания.
 4.4 Установить образец, прошедший контроль на диэлектрическую сплошность в исходном состоянии, на опоры приспособления для испытания на поперечный изгиб симметрично относительно этих опор покрытием вниз (рис.Ж.1).



1 – винт нажимной; 2 – пуансон; 3 – скоба; 4 – образец с покрытием; 5 – опора; 6 – державка индикатора; 7 – винт крепежный; 8 – индикатор; 9 – винт стопорный.

Рисунок Е.1 - Схема приспособления для испытания покрытия на изгиб при заданной стреле прогиба

- 4.5 Закрепить индикатор в державке приспособления.
- 4.6 Ввести нажимной конец пуансона в соприкосновение с поверхностью образца вращением винта.
- 4.7 Ввести опорную поверхность ножки индикатора в соприкосновение с поверхностью покрытия и установить стрелку шкалы индикатора в нулевое положение.
- 4.8 Провести поперечный изгиб образца с помощью винта до заданной стрелы прогиба, фиксируемой индикатором. Норму на стрелу прогиба f_{\max} определяют по формуле:

$$f_{\max} = \frac{\sigma_{\max}}{3E} \frac{l^2}{h} K$$

где σ_{\max} - максимальное напряжение в металле трубы при строительстве трубопровода;
 $\sigma_{\max} = 0,95 \sigma_T$ МПа (при укладке трубопровода диаметром 720 мм в траншею); σ_T - предел текучести стали металла трубы; для стали 20 $\sigma_T = 320$ МПа; E – модуль упругости металла образца (для стали 20 $E = 2 \cdot 10^5$ МПа); l – половина расстояния между опорами под образец при изгибе в соответствии с рисунком Г.1); h – толщина металла образца (стальной пластины); K-коэффициент, учитывающий старение материала покрытия и случайные внешние воздействия на покрытие при эксплуатации; K= 5. При h=4 мм $f_{\max} = 2,67$ мм.

- 4.9. Выдержать приспособление с образцом при заданной стреле прогиба f_{\max} в течение 0,5 ч. в криостате при температуре минус $(40 \pm 3)^{\circ}\text{C}$.
- 4.10 Извлечь приспособление из криостата, прогреть образец до комнатной температуры и проверить диэлектрическую сплошность покрытия образца в соответствии с п. Ж.3.

Инв.№ подл	Подп. и дата
Взят инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

4.11 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля на диэлектрическую сплошность всех испытанных образцов соответствуют норме, приведенной для покрытия внутренней поверхности в табл. 4 п. 3.

В табл. Е.1 приведены значения требуемой стрелы прогиба образца с покрытием в виде пластины при различной ее толщине.

Таблица Е.1

Значения требуемой стрелы прогиба образца типа пластины при различной ее толщине

№	Половина расстояния между опорами приспособления, мм	Толщина образца, мм	Требуемая стрела прогиба образца, мм
1.	65	3,0	7,14
2.	65	3,5	6,12
3.	65	4,0	5,35
4.	65	4,5	4,76
5.	65	5,0	4,28

Е.5 Проведение контроля диэлектрической сплошности наружного и внутреннего покрытий образцов типа сегментов при прямом ударе для наружного покрытия и обратном ударе для внутреннего покрытия при температурах минус $(40 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ и плюс $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$.

5.1 Провести маркировку и определить толщину покрытия всех испытываемых образцов.

5.2 Проверить диэлектрическую сплошность покрытия образцов электроискровым дефектоскопом в соответствии с п. Е.3..

5.3 При наличии дефектных мест образец считается непрошедшим испытания.

5.4 Установить груз в направляющей трубе установки для испытания покрытия на удар (рис. Е.2) на заданную высоту, определяемую требуемой энергией удара, зафиксировать груз на этой высоте.

5.5 Установить образец, прошедший контроль на диэлектрическую сплошность в исходном состоянии, в криостат, установить в криостате температуру минус $(40 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ и выдержать образец при этой температуре 30 мин.

5.6 Извлечь образец из криостата, сразу же установить на опорную плиту установки для испытания на удар выпуклой поверхностью вверх (рис.Е.2), прижать прихватом и расфиксировать груз, обеспечив его падение в направляющей трубе с заданной высоты на поверхность образца.

Интервал времени между извлечением образца из криостата и падением груза на поверхность покрытия не должен превышать 1 мин.

5.7 Снять образец с опорной плиты установки, прогреть образец до комнатной температуры и проверить диэлектрическую сплошность покрытия образца в соответствии с п. Е.3.

5.8 Повторить п. 5.4.

5.9 Установить образец, прошедший контроль на диэлектрическую сплошность в исходном состоянии на опорную плиту установки для испытания на удар выпуклой поверхностью вверх (рис.Е.2), прижать прихватом.

5.10 Расфиксировать груз, обеспечив его падение в направляющей трубе с заданной высоты на поверхность образца.

Интервал времени между извлечением образца из сушильного шкафа и падением груза на поверхность покрытия не должен превышать 1 мин.

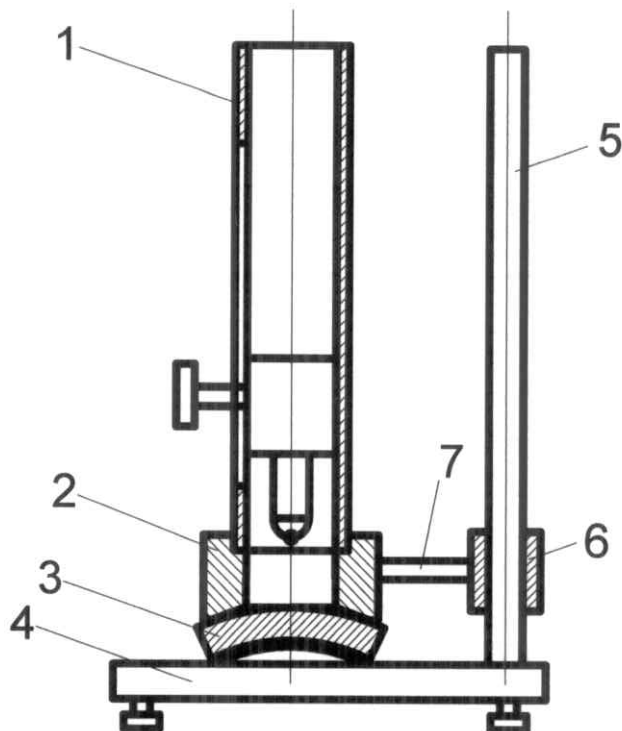
5.11 Снять образец с опорной плиты установки, охладить образец до комнатной температуры и проверить диэлектрическую сплошность покрытия образца в соответствии с п. Е.3.

5.12 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля на диэлектрическую сплошность всех испытанных образцов соответствуют

Инв.№ п.фл.	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата
------	-------	---------	-------	------

норме, приведенной для покрытия наружной поверхности в табл. 3 п. 3 и для покрытия внутренней поверхности в табл. 4 п. 3.



1-труба направляющая; 2-призма прижимная; 3-образец-сегмент с наружным покрытием; 4-плита опорная; 5-стойка; 6- втулка направляющая; 7-державка.
Рисунок Е.2 – Схема установки для испытания покрытия на удар

Е.6 Проведение контроля диэлектрической сплошности наружного полиэтиленового покрытия на образцах типа сегментов при УФ- радиации с последующим ударом с энергией 5,0 Дж/мм толщины покрытия

- 6.1 Провести маркировку и определить толщину покрытия всех испытываемых образцов.
- 6.2 Проверить диэлектрическую сплошность покрытия образцов электроискровым дефектоскопом в соответствии с п. Е.3.
- 6.3 При наличии дефектных мест образец считается непрошедшим испытания.
- 6.4 Установить образец, прошедший контроль на диэлектрическую сплошность в исходном состоянии, в камеру с ксеноновой лампой и провести ультрафиолетовое облучение покрытия при режимах, приведенных в ГОСТ 16337.
- 6.5 Извлечь образец из камеры с ксеноновой лампой по окончании времени испытаний и установить опорную плиту установки для испытания на удар выпуклой поверхностью вверх.
- 6.6 Установить груз (рис. Е.2) на заданную высоту, определяемую требуемой энергией удара, и отпустить груз для его свободного падения вниз до соприкосновения с поверхностью покрытия.
- 6.7 Снять образец с опорной плиты установки и проверить диэлектрическую сплошность покрытия в соответствии с п. Е.3.
- 6.11 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля на диэлектрическую сплошность всех испытанных образцов соответствуют норме, приведенной в табл. 3 п. 3.

Инв.№ п.сдл	Подп. и дата
Взам.инв.№	Инв.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ доум.	Подп.	Дата

Е.7 Проведение контроля диэлектрической сплошности наружного полиэтиленового покрытия на образцах типа сегментов при выдержке в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] в течение 100 суток.

- 7.1 Провести маркировку и определить толщину покрытия всех испытываемых образцов.
- 7.2 Проверить диэлектрическую сплошность покрытия образцов электроискровым дефектоскопом в соответствии с п. Ж.3.
- 7.3 При наличии дефектных мест образец считается непрошедшим испытания.
- 7.4 Установить образец, прошедший контроль на диэлектрическую сплошность в исходном состоянии, в автоклавную установку и заполнить рабочую камеру автоклавной установки модельной средой (3%-ный водный раствор NaCl).
- 7.5 Прогреть модельную среду в автоклавной установке до температуры плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения].
- 7.6 Выдержать образец в автоклавной установке в модельной среде в течении времени $\tau = 100$ сут. при заданных значениях температуры и давления.
- 7.7 Охладить модельную среду в автоклавной установке до комнатной температуры
- 7.8 Извлечь образец из модельной среды, протереть его фильтровальной бумагой для удаления остатков модельной среды.
- 7.9 Провести контроль диэлектрической сплошности покрытия в соответствии с п.Е.3.
- 7.10 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля на диэлектрическую сплошность всех испытанных образцов соответствуют норме, приведенной для внутреннего покрытия в табл. 4 п. 3..

Е.8 Проведение контроля диэлектрической сплошности внутреннего эпоксидного покрытия на образцах-спутниках типа пластин при выдержке в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс $(200 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа в течение 100 суток с последующим поперечным изгибом со стрелой прогиба $f_{\text{макс}}$.

- 7.1 Провести маркировку и определить толщину покрытия всех испытываемых образцов.
- 7.2 Проверить диэлектрическую сплошность покрытия образцов электроискровым дефектоскопом в соответствии с п. Е.3.
- 7.3 При наличии дефектных мест образец считается непрошедшим испытания.
- 7.4 Установить образец, прошедший контроль на диэлектрическую сплошность в исходном состоянии, в автоклавную установку и заполнить рабочую камеру автоклавной установки модельной средой (3%-ный водный раствор NaCl).
- 7.5 Прогреть модельную среду в автоклавной установке до температуры плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или до температуры плюс $(200 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении); создать в автоклавной установке давление модельной среды 6 МПа.
- 7.6 Выдержать образец в автоклавной установке в модельной среде в течении времени $\tau = 100$ сут. при заданных значениях температуры и давления.
- 7.7 Сбросить давление в автоклавной установке и охладить модельную среду в автоклавной установке до комнатной температуры
- 7.8 Извлечь образец из модельной среды, протереть его фильтровальной бумагой для удаления остатков модельной среды и установить на опоры приспособления для испытания на поперечный изгиб симметрично относительно этих опор покрытием вниз (рис.Е.1).
- 7.9 Закрепить индикатор в державке приспособления.
- 7.10 Ввести нажимной конец пуансона в соприкосновение с поверхностью образца вращением винта.
- 7.11 Ввести опорную поверхность ножки индикатора в соприкосновение с поверхностью покрытия и установить стрелку шкалы индикатора в нулевое положение.

Инд.№ п/дл	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инд.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

7.12 Провести поперечный изгиб образца с помощью винта до заданной стрелы прогиба, фиксируемой индикатором. Норма на стрелу прогиба приведена в п. 4.8 данного Приложения..

7.13 Извлечь образец из приспособления и провести контроль диэлектрической сплошности в соответствии с п.Е.3.

7.14 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля на диэлектрическую сплошность всех испытанных образцов соответствуют норме, приведенной для внутреннего покрытия в табл. 4 п. 3..

Инв.№ п.фл.																												
Подп. и дата																												
Взам. и инв.№																												
Инв.№ дубл.																												
Подп. и дата																												

8.7 ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(справочное)

МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ АДГЕЗИИ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЙ И ИХ СПОСОБНОСТИ ЗАЩИЩАТЬ СТАЛЬ ОТ КОРРОЗИИ

Ж.1 Требования к образцам.

- 1.1 Образцы для испытаний.
 - 1.1.1 При приемочных испытаниях - изолированное изделие;
 - 1.1.2 При периодических испытаниях – образцы типа сегментов (рис. В.1в)
- 1.2 Количество образцов для параллельных испытаний не менее 3шт.

Ж.2. Приборы, оборудование, материалы.

- 2.1. Лезвийный инструмент для прорезания покрытия до металла по прямой линии – 1 шт.
- 2.2 Линейка металлическая для прорезания полосы покрытия до металла.
- 2.3 Приспособление для контроля адгезии при повышенной температуре типа «Анкор-АТ»- 1 шт.
- 2.4 Грибок стальной в виде сегмента, вырезанного из трубы – 3 шт
- 2.5 Шлифовальная шкурка – 1 шт.
- 2.6 Спирт этиловый по ГОСТ 17299 – 1 упаковка.
- 2.7 Клей для приклеивания грибка к покрытию – 1 упаковка.
- 2.8 Машина для испытаний на растяжение типа «ИР 5047-50-10» – 1 шт.
- 2.9 Сушильный шкаф типа «АТК 100/300В» - 1 шт.
- 2.10 Установка для испытаний покрытия на катодное отслаивание типа «Анкор-КО1» с ячейками «КО-1А» и «КО-2А» – 1 шт.
- 2.11 Автоклавная установка для выдержки образцов в модельной среде при температуре $^{\circ}\text{C}$ и давлении -1 шт.
- 2.12 Модельная среда - 3%-ный водный раствор NaCl - 1 тара стеклянная объемом 10 л.
- 2.13 Бумага фильтровальная – 1 упаковка.

Ж.3 Проведение контроля исходной адгезии внутреннего эпоксидного покрытия на изолированном изделии методом X-образного надреза (ASTM D 3359) при температуре плюс $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$

- 3.1 Прорезать покрытие лезвийным инструментом по шаблону до металла, сформировав X-образный надрез с углом при вершине равным 30-45 градусам в соответствии с рисунком Ж.1.

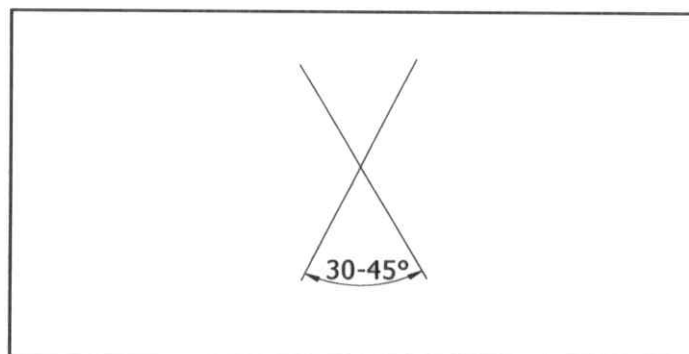


Рисунок Ж.1 - Схема X-образного надреза покрытия

- 3.2 Удалить с катушки, на которую намотана липкая лента, два полных круга липкой ленты, после чего отрезать полоску длиной 75мм.

Инд.№ п/сдл	Подп. и дата
Взам. инв.№	Подп. и дата
Инв.№ дубл.	Подп. и дата
Подп. и дата	Подп. и дата

- 3.3 Поместить центр ленты на пересечение надрезов в направлении острого угла. Пригладить ее пальцем по всей длине надрезов, обеспечив хороший контакт с покрытием. Один конец полоски ленты оставить неприклеенным.
- 3.4 В течение 90 ± 30 с после нанесения ленты удалить ее, потянув за свободный конец под углом 180° .
- 3.5 Повторить испытание в двух других местах X-образного надреза на каждом образце.
- 3.6 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля соответствуют норме, приведенной для внутреннего покрытия в табл. 4 п. 3.

Ж.4 Проведение контроля адгезии внутреннего эпоксидного покрытия на образцах типа сегментов методом отрыва грибка (стандарт ИСО 4624) при температуре плюс $(60 \pm 3)^\circ\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при более высокой температуре до плюс $(200 \pm 3)^\circ\text{C}$ (в теплостойком исполнении).

4.1 Выделить на поверхности покрытия контролируемые участки, прорезав в покрытии образца лезвийным инструментом канавки до металла вокруг этих участков в соответствии со схемой, приведенной на рис. Ж.2

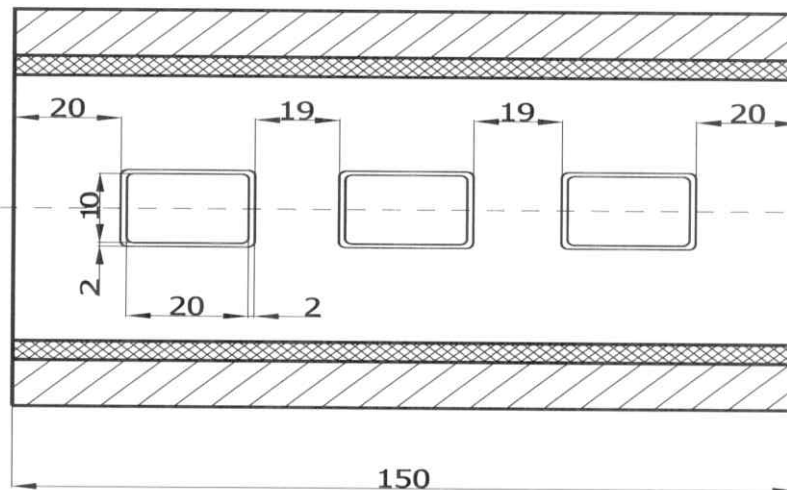
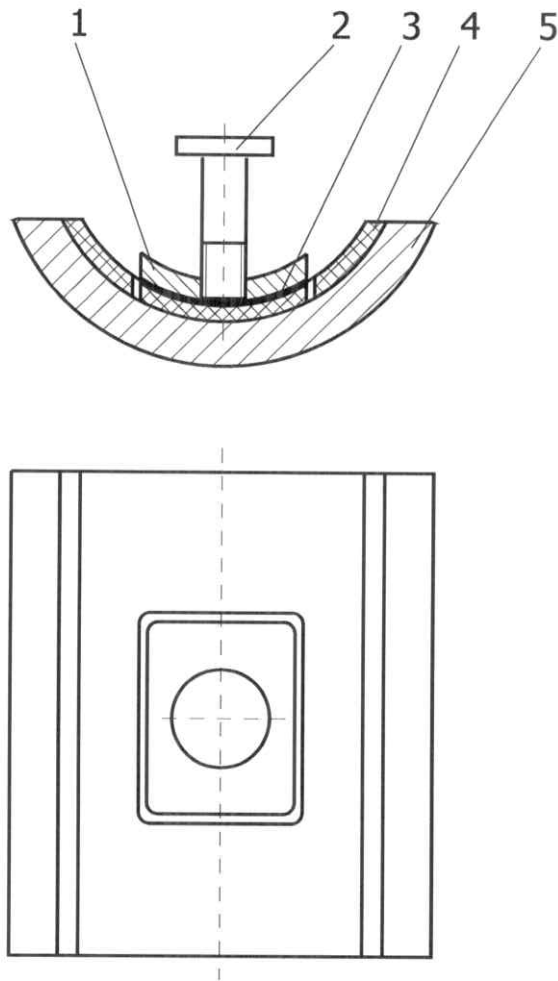


Рисунок Ж.2 - Схема образца для контроля адгезии методом отрыва грибка.

- 4.2 Обработать поверхность выделенного участка покрытия шлифовальной шкуркой и обезжирить ацетоном поверхность этого участка и приклеиваемую поверхность стального грибка. Грибок следует приклеивать вогнутой поверхности к наружному покрытию и выпуклой поверхностью к внутреннему покрытию для обеспечения минимального зазора между сопрягаемыми поверхностями покрытия и грибка.
- 4.3 Нанести на обезжиренные поверхности контролируемого участка покрытия и грибка тонкий слой клея, установить грибок сразу же на поверхность покрытия, покрытую клеем, провести отверждение клеевого слоя при режимах, указанных в инструкции по применению клея и прорезать в покрытии специальным лезвийным инструментом канавку до металла вокруг грибка (рис. Ж.3).
- 4.4 Установить образец в приспособление (рис. Ж.4), закрепить грибок в зажиме специальным и зажать хвостовики приспособления и зажима специального в зажимах разрывной машины.
- 4.5 Прогреть образец до температуры плюс $(60 \pm 3)^\circ\text{C}$ (в нормальном исполнении) или до более высокой температуры до плюс $(200 \pm 3)^\circ\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и выдержать образец при этой температуре 15 мин.

Инь.№ п.сдл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ доум.	Подп.	Дата



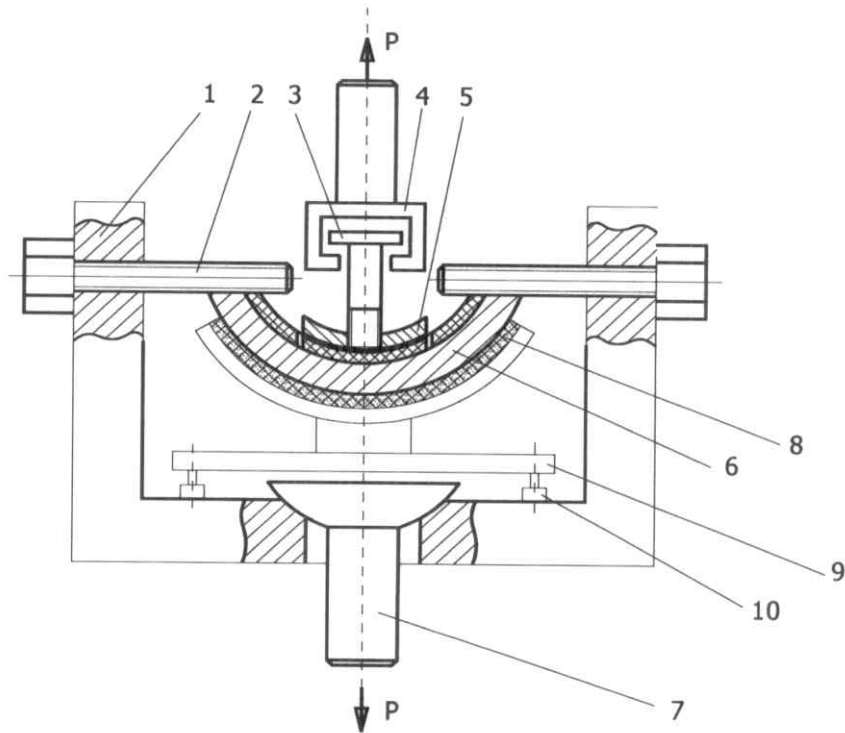
1-грибок; 2-клеевой слой; 3-покрытие; 4-пластина стальная

Рисунок Ж.3 - Схема клеевого соединения грибка с покрытием

4.6 Оторвать грибок при скорости перемещения подвижного зажима разрывной машины 10 мм/мин.

4.7 Определить визуально или с помощью увеличительной лупы характер разрушения металлополимерного соединения при отрыве грибка.

Инва.№ подл	Подп. и дата			
Взам. инв.№	Инв.№ дубл.			
Инва.№ подл	Подп. и дата			
Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата



1 – скоба; 2 – винт упорный; 3 – хвостовик ; 4, 7 - захваты; 5 – грибок; 6 – сегмент НКТ с покрытием; 8 - электронагреватель; 9 - опора; 10 – ножки регулируемые.

Рисунок Ж.4 - Схема приспособления для контроля адгезии покрытия методом отрыва грибка

4.8 Повторить п.п. 4.2-4.7 для всех выделенных канавкой участков покрытия.

4.9 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля адгезии на всех испытанных образцах соответствуют норме, приведенной для внутреннего покрытия в табл. 4 п. 3.

Е.5 Проведение контроля адгезии наружного полиэтиленового покрытия методом отслаивания прорезанной полосы покрытия от стали на изолированном изделии при температуре плюс $(20 \pm 5)^{\circ}\text{C}$ и на образце типа сегмента при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [$80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения].

5.1 Прорезать до металла вдоль оси образца полосу покрытия шириной $(20 + 1)$ мм и на длине 25 мм от одного из торцов отслоить прорезанную полосу покрытия от стальной пластины.

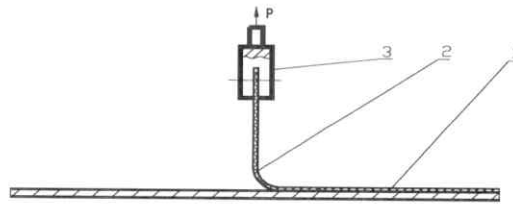
5.2 Закрепить выступающий конец полосы покрытия в зажиме (рис. Ж.5), установить образец в приспособление (рис. Ж.6) и зажать хвостовики приспособления в зажимах разрывной машины.

5.3 Прогреть образец до температуры плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] и выдержать при этой температуре 15 мин.

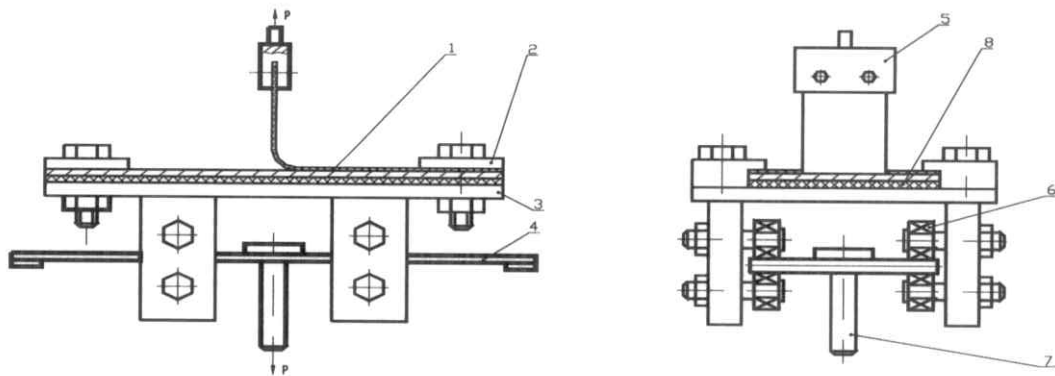
5.4 Отслоить полосу покрытия от стальной пластины по всей длине образца при скорости перемещения подвижного зажима испытательной машины 10 мм/мин и определить усилие отрыва при отслаивании.

Инь.№ подл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Инь.№ дубл.
Подп. и дата	
Инь.№ подл	

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата



1 – пластина; 2 – покрытие; 3 – зажим для отслаивания
Рисунок Ж.5 - Схема отслаивания полосы покрытия от стали



1 – образец; 2 - прихват; 3 – плита опорная с электронагревательным элементом; 4 - направляющая; 5 – зажим специальный; 6 – подшипник; 7 – хвостовик; 8 – прокладка.

Рисунок Ж.6 - Схема приспособления для контроля адгезии покрытия методом отслаивания полосы покрытия от стали

4.5 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля адгезии на всех испытанных образцах соответствуют норме, приведенной для наружного покрытия в табл. 3 п.3..

Е.6 Проведение контроля адгезии внутреннего эпоксидного покрытия методом отрыва грибка и внешнего вида поверхности стали под покрытием на образце типа сегмента после воздействия 3%-ного водного раствора NaCl на двух базах времени при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) при более высокой температуре до плюс $(200 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) и давлении 6,0 МПа.

6.1 Выделить на поверхности покрытия контролируемые участки, прорезав в покрытии образца лезвийным инструментом канавки до металла вокруг этих участков в соответствии со схемой, приведенной на рис. Ж.2.

6.2 Установить образец в автоклавную установку и заполнить рабочую камеру автоклавной установки модельной средой (3%-ный водный раствор NaCl).

6.3 Прогреть модельную среду в автоклавной установке до температуры плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или до температуры плюс $(200 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении); создать в автоклавной установке давление модельной среды 6,0 МПа.

6.4 Выдержать образец в автоклавной установке в модельной среде в течении времени $\tau_1=70$ суток при заданных значениях температуры и давления.

6.5 Сбросить давление в автоклавной установке и охладить модельную среду в автоклавной установке до комнатной температуры

Подп. и дата

Инв.№ Дубл.

Взам. и инв.№

Подп. и дата

Инв.№ п.сдл

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

6.6 Извлечь образец из модельной среды и протереть фильтровальной бумагой для удаления остатков модельной среды.

6.7 Обработать шлифовальной шкуркой поверхность одного из выделенных участков покрытия внутри канавок, прорезанных до металла.

6.8 Обезжирить обработанную поверхность выделенного участка покрытия и сопрягаемую с ним поверхность грибка ацетоном, нанести на обе обезжиренные поверхности тонкий слой клея. Грибок следует приклеивать вогнутой поверхности к наружному покрытию и выпуклой поверхностью к внутреннему покрытию для обеспечения минимального зазора между сопрягаемыми поверхностями покрытия и грибка.

6.9 Установить грибок на покрытую клеем поверхность покрытия соосно с прорезанной до металла канавкой (рис. Ж.3) и провести отверждение клеевого слоя при режимах, указанных в инструкции по применению клея.

6.10 Установить образец в приспособление (рис.Ж.4), закрепить грибок в зажиме специальном и зажать хвостовики приспособления и зажима специального в зажимах разрывной машины.

6.11 Оторвать грибок при скорости перемещения подвижного зажима разрывной машины 10 мм/мин. и определить усилие отрыва.

6.12 Определить удельное усилие отрыва по формуле

$$\sigma (\tau_1=70) = Q / F \text{ (МПа)},$$

где Q – усилие нормального отрыва, Н; F –площадь поверхности грибка сопрягаемой с покрытием;

6.13 Определить визуально или с помощью увеличительной лупы характер разрушения покрытия при отрыве грибка; При этом возможны следующие виды разрушения: отрыв покрытия от металла образца, расслоение многослойного покрытия, отрыв клеевого слоя от покрытия, разрушение по материалу покрытия, разрушение по клеевому слою, отрыв клеевого слоя от поверхности грибка. При разрушении по клеевому слою или отрыве клеевого слоя от покрытия или от грибка удельное усилие отрыва должно быть не менее 5,0 МПа. При меньшем удельном усилии отрыва повторно приклеить грибок и повторить испытания. Разрушение по клеевому слою или отслаивание клеевого слоя от поверхности грибка или от покрытия при удельном усилии отрыва не менее 5,0 МПа свидетельствует о сохранении достаточно высокой исходной адгезионной и когезионной прочности покрытия, превышающей достижимую прочность клеевого соединения.

6.14 Определить визуально или с помощью увеличительной лупы внешний вид поверхности стали при отрыве покрытия от поверхности стали.

6.15 Повторить п.п. 6.7.-6.15 для остальных выделенных канавкой участков покрытия.

6.16 Выдержать аналогичные образцы с покрытием, подготовленным в соответствии с п. 5.1 в автоклавной установке в той же модельной среде (3%-ный водный раствор NaCl) в течение времени $\tau_2=100$ сут. при тех же значениях температуры и давления, после чего повторить п.п. 6.5-6.15 для всех выделенных канавкой участков покрытия.

6.17 Характер разрушения покрытия при отрыве грибка после испытаний в модельной среде на базах времени τ_1 и τ_2 должен быть одинаковым. Если на базе времени τ_1 разрушение покрытия при отрыве грибка имеет когезионный характер, а на базе времени τ_2 адгезионный, то базу времени τ_2 следует принять за τ_1 , а базу времени τ_2 увеличить до значения $\tau_2=130$ суток и провести испытания на этой базе времени.

6.18 Определить отношение $\kappa_\sigma = \sigma(\tau_2) / \sigma(\tau_1)$.

6.19 Покрытие соответствует техническим требованиям, если полученные значения κ_σ и внешний вид поверхности стали в местах отрыва покрытия от поверхности стали соответствуют на всех образцах, испытанных в 3%-ном водном растворе NaCl, норме, приведенной в табл. 4 п.п. 4 и 6 для внутреннего покрытия.

Инва.№ подл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Инва.№ дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ док.	Подп.	Дата

6.20 Покрытие также соответствует техническим требованиям при следующих результатах испытаний:

- после испытаний на базах времени τ_1 и τ_2 разрушение при отрыве приклеенного грибка происходит в обоих случаях по материалу покрытия. В этом случае соответствие значения k_σ норме свидетельствует о достаточном сопротивлении покрытия растрескиванию в течение регламентированного срока службы и о способности покрытия защищать сталь от коррозии.
- после испытаний на базах времени τ_1 и τ_2 разрушение при отрыве приклеенного грибка происходит в обоих случаях по клеевому соединению при удельном усилии отрыва не менее 5 МПа.

Е.7 Проведение контроля адгезии наружного полиэтиленового покрытия методом отслаивания полосы покрытия и внешнего вида поверхности стали под покрытием на образцах типа сегментов после воздействия 3%-ного водного раствора NaCl на двух базах времени при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [$80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения].

7.1 Прорезать в покрытии образца лезвийным инструментом до металла полосы шириной 20мм в соответствии со схемой, приведенной на рис. Ж.7.

7.2 Установить образец в автоклавную установку и заполнить рабочую камеру автоклавной установки соответствующей модельной средой (3%-ный водный раствор NaCl).

7.3 Прогреть модельную среду в автоклавной установке до температуры плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения].

7.4 Выдержать образец в автоклавной установке в модельной среде в течении времени $\tau_1=70$ суток при заданном значении температуры.

7.5 Охладить модельную среду в автоклавной установке до комнатной температуры

7.6 Извлечь образец из модельной среды и протереть фильтровальной бумагой для удаления остатков модельной среды.

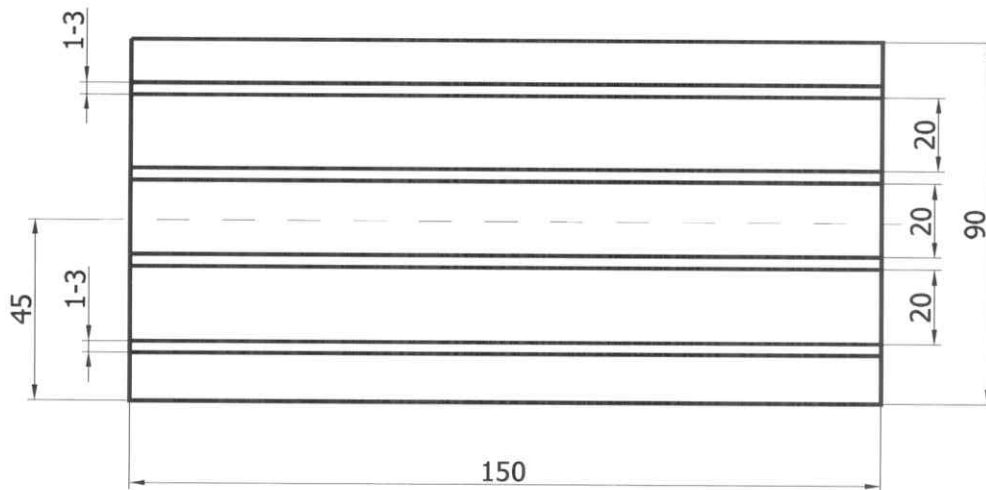


Рисунок Ж.7 - Схема образца для испытания покрытия в модельной среде с последующим контролем адгезии методом отслаивания полосы покрытия

7.7 Отслоить прорезанные полосы покрытия от стальной пластины на длине 25 мм от одного из торцов (рис.Ж.5).

Инв.№ п.сдл	Подп. и дата	Взам. и инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата

7.8 Установить образец в приспособление (рис. Ж.6), закрепить отслоенный конец одной из полос покрытия в зажиме специальном и зажать хвостовики приспособления и зажима специального в зажимах разрывной машины.

7.9 Отслоить полосу покрытия от стальной пластины по всей длине образца при скорости перемещения подвижного зажима испытательной машины 10 мм/мин.и определить усилие отслаивания.

7.10 Определить удельное усилие отслаивания покрытия после времени выдержки в модельной среде $\tau_1 = 70$ суток по формуле

$$p(\tau_1=70) = P(\tau_1) / S \quad (\text{Н/см}),$$

где $P(\tau_1)$ – усилие отслаивания, Н; S – ширина полосы покрытия, см.

7.11 Определить визуально или с помощью увеличительной лупы характер разрушения покрытия при отслаивании по всей длине образца. При этом возможны следующие варианты разрушения: отрыв покрытия от стали, расслоение многослойного покрытия, разрушение по материалу покрытия.

7.12 Определить визуально или с помощью увеличительной лупы внешний вид поверхности стали при отрыве полосы покрытия от поверхности стали.

7.13 Повторить п.п. 7.7 - 7.13 для всех вырезанных полос покрытия.

7.14 Выдержать аналогичные образцы с покрытием, подготовленным в соответствии с п. 7.1, в автоклавной установке в той же модельной среде при тех же значениях температуры, после чего повторить п. п. 7.5 - 7.13 для всех выделенных полос покрытия.

7.15 Характер разрушения покрытия при отслаивании полос после испытаний в модельной среде на базах времени τ_1 и τ_2 должен быть одинаковым. Если на базе времени τ_1 разрушение покрытия при отрыве грибка имеет когезионный характер, а на базе времени τ_2 адгезионный, то базу времени τ_2 следует принять за τ_1 , а базу времени τ_2 увеличить до значения $\tau_2 = 130$ суток и провести испытания на этой базе времени.

7.16 Определить отношение $k_p = p(\tau_2) / p(\tau_1)$.

7.17 Покрытие соответствует техническим требованиям, если полученные значения k_p и внешний вид поверхности стали в местах отрыва полосы покрытия от поверхности стали соответствуют на всех образцах, испытанных в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения], норме, приведенной в табл. 3 п.п. 4 и 6 для наружного покрытия.

7.18 Покрытие соответствует техническим требованиям и в том случае, если после испытаний в модельной среде на базах времени τ_1 и τ_2 разрушение при отслаивании полосы происходит в обоих случаях по материалу покрытия. В этом случае соответствие значения k_p норме свидетельствует о достаточном сопротивлении покрытия растрескиванию в течение регламентированного срока службы и о способности покрытия защищать сталь от коррозии.

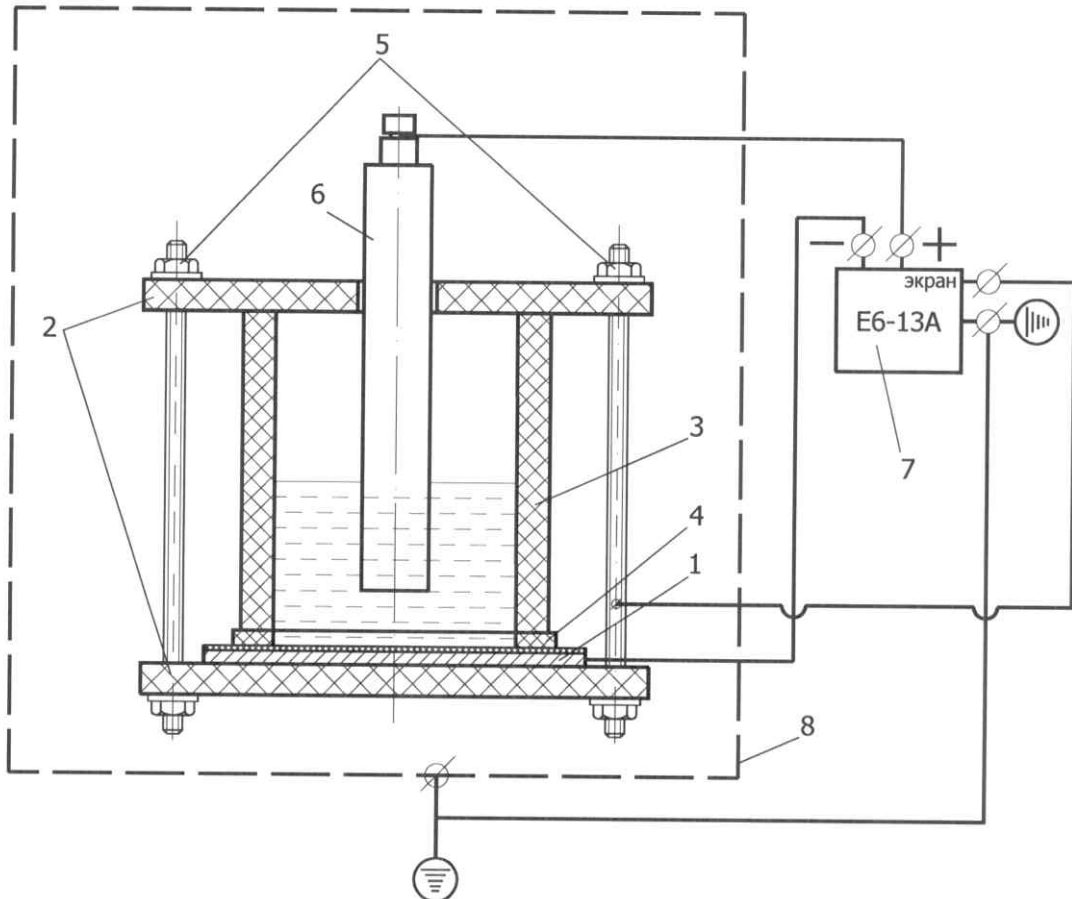
Инв.№ подл	Подп. и дата	Взам. и инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ доум.	Подп.	Дата

4.3 Выдержать образцы в автоклаве в модельной среде в течение $\tau = 100$ сут. при температуре плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ [плюс $80 \pm 3^{\circ}\text{C}$ – для теплостойкого исполнения] для наружного покрытия и плюс $(60 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в нормальном исполнении) или при температуре до плюс $(200 \pm 3)^{\circ}\text{C}$ (в теплостойком исполнении) - для внутреннего покрытия; при испытаниях внутреннего эпоксидного покрытия создать в автоклавной установке давление 6,0 МПа.

4.4 Сбросить давление в автоклаве и охладить модельную среду в автоклаве до комнатной температуры.

4.5 Извлечь образцы из модельной среды, промыть проточной водой и протереть фильтровальной бумагой.



1 - стальная пластина с полимерным покрытием; 2 – крышка; 3 - цилиндр из полиэтиленовой трубы; 4 – прокладка; 5 - шпилька, шайба, гайка; 6 - электрод графитовый; 7 – тераомметр; 8 - измерительная камера

Рисунок И.1 - Схема установки для контроля удельного переходного электрического сопротивления покрытия

4.6 Установить образец в ячейку установки в соответствии с рисунком И.1.

4.7 Залить в ячейку 3%-ный водный раствор NaCl; расстояние от зеркала раствора до поверхности покрытия должно быть не менее 50 мм.

4.8 Установить в ячейку графитовый электрод 6 в соответствии с рисунком И.1; расстояние от нижнего торца электрода до поверхности покрытия должно быть не более 20 мм.

4.9 Подключить образец 1 к отрицательному полюсу тераомметра 7, а графитовый электрод 6 к положительному полюсу в соответствии с рисунком И.1.

4.10 Установить на тераомметре напряжение постоянного тока 100 В.

Инд.№ п.дл.	Подп. и дата
Взам. и нв.№	Инд.№ дубл.
Подп. и дата	
Изм.	Лист.
№ докм.	Подп.
Дата	

4.11 Измерить переходное сопротивление покрытия в соответствии с инструкцией на тераомметр.

4.12 Рассчитать удельное переходное сопротивление покрытия после выдержки 100 суток в 3%-ном водном растворе NaCl при температуре испытания и давлении 6,0 МПа по формуле

$$R_{уд.п.}(\tau = 100) = R_n \cdot S,$$

где R_n - удельное переходное сопротивление покрытия образца; S - площадь контакта покрытия с раствором в ячейке, m^2 ; $S = \pi D^2 / 4$; D - внутренний диаметр ячейки с раствором, м.

4.13. Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если полученные значения удельного переходного сопротивления на всех испытанных образцах соответствуют норме, приведенной в таблице 3 п. 5 для наружного покрытия и в табл. 4 п. 5 для внутреннего покрытия.

Инв.№ подл	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата
Изм.	Лист.	№ докм.	Подп.	Дата
ТУ 1390-003-52534308-2013				Лист
				66

8.9 ПРИЛОЖЕНИЕ К
(справочное)

**МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ СПОСОБНОСТИ ВНУТРЕННЕГО ПОКРЫТИЯ
ЗАЩИЩАТЬ СТАЛЬ ОТ СУЛЬФИДНОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ**

(ANSI/NACE стандарт TMO177-96)

К.1 Требования к образцам.

1.1 Образцы для контроля целостности стали с покрытием в сероводородсодержащей водной среде NACE : стандартные цилиндрические для испытаний на усталость по стандарту ANSI/NASE TMO177-96 N21212 метод А (рис. 6).

1.2 Количество образцов для параллельных испытаний не менее 3шт.

К.2 Приборы, оборудование, материалы.

2.1 Приспособление кольцевое для одноосного растяжения образца – 1 шт.

2.2 Автоклавная установка для выдержки образцов в модельной среде – 1шт.

2.3 Динамометрический ключ – 1 шт.

2.4 Лупа с масштабом увеличения x 10 -1 шт.

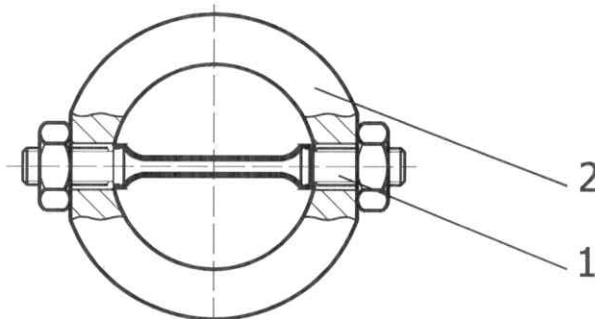
К.3 Проведение контроля сопротивления стали с покрытием растрескиванию на специальных образцах при одноосном растяжении в среде NACE.

3.1 Провести маркировку всех испытываемых образцов.

3.2 Проверить диэлектрическую сплошность покрытия образцов электроискровым дефектоскопом в соответствии с методикой, приведенной в Приложении Ж, п. Ж.3 настоящих ТУ. При наличии дефектных мест образец считается непрошедшим испытания.

3.3 Установить образец в приспособление (рис. К.1) и с помощью резьбового соединения создать в рабочей части образца напряжение растяжения $\sigma_p = 0,8\sigma_T$, где σ_T - предел текучести металла образца; величина напряжения растяжения в рабочей части образца обуславливается моментом кручения, фиксируемом на индикаторе динамометрического ключа.

3.4 Установить приспособление с образцом в автоклав (рис. К.2) и заполнить рабочую камеру автоклава соответствующей модельной средой (водная сероводородсодержащая среда «NACE» раствор А).

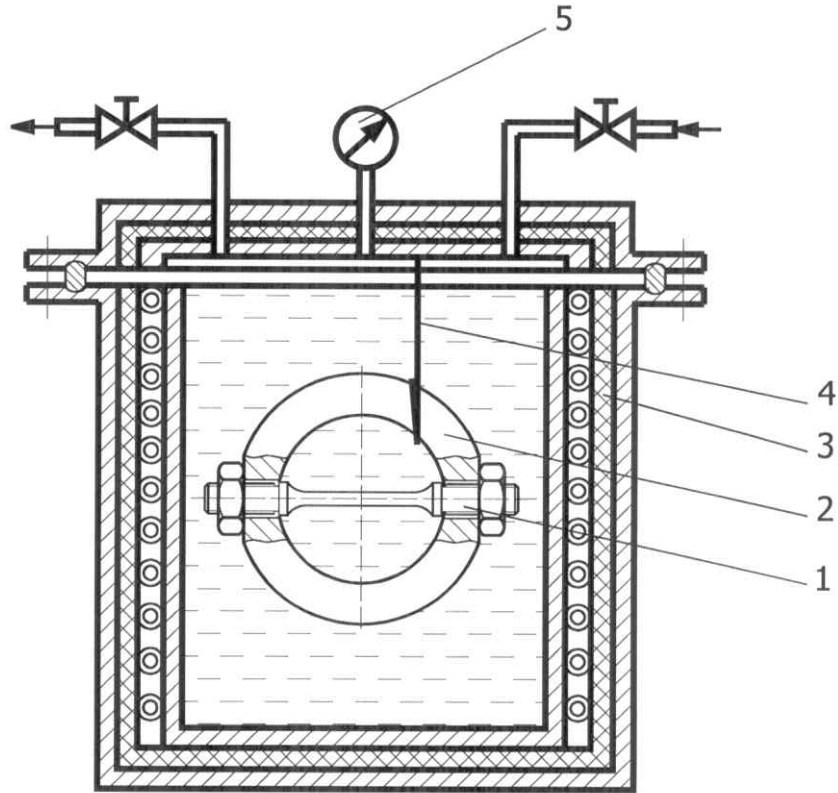


1- образец; 2- приспособление

Рисунок К.1 - Схема приспособления для одноосного растяжения образца

Инв.№ п.ф.д.	Подп. и дата	Взам. инв.№	Инв.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата



1 – образец; 2 – приспособление для одноосного растяжения образца; 3 – автоклавная установка с водной сероводородсодержащей средой; 4 – подвеска; 5 – манометр

Рисунок К.2 - Схема автоклавной установки для испытания стали с покрытием в сероводородсодержащей водной среде NACE

3.5 Выдержать образец в модельной среде в течение $\tau = 720$ ч.

3.6 Извлечь приспособление с образцом из автоклава, протереть фильтровальной бумагой для удаления остатков модельной среды, вынуть образец из приспособления и при отсутствии излома провести контроль на отсутствие трещин визуально, используя при необходимости лупу.

3.7 Покрытие считается соответствующим техническим требованиям, если результаты контроля испытанных образцах соответствуют норме, приведенной в табл. 4 п. 7.

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

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата

Handwritten signature and initials

8.10 ПРИЛОЖЕНИЕ Л
(справочное)

**ПЕРЕЧЕНЬ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ ДЛЯ
КОНТРОЛЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ НАРУЖНОГО И ВНУТРЕННЕГО
ПОКРЫТИЙ ТРУБ**

N	Тип технического средства	Марка	Фирма-производитель или поставщик
1	2	3	4
1	Толщиномер	Константа –К5	ЗАО «Константа» г. С-Петербург
2	Дефектоскоп электроискровой	Корона -2.2	ЗАО «Константа» г. С-Петербург
3	Адгезиметр для контроля адгезии методом отрыва грибка	Константа А3	ЗАО «Константа» г. С-Петербург
4	Профилометр	БВ-7646	ОАО «НИИИзмерения», Москва
5	Машина для испытаний на растяжение Система температурных испытаний	ИР 5047-50-10 СТИ – 1М	ОАО «Точприбор», г. Иваново
6	Сушильный шкаф	АТК 100/300 В	ОАО «Точприбор», Г. Иваново
7	Криостат	КС-70М	ОАО «Точприбор», Г. Иваново
8	Камера для УФ-облучения	Анкор –КУФ1	ООО НПФ «Антикорнефте- газ» г. Москва
9	Установка для испытания на гидроабразивный износ	Анкор-ГИ1	ООО НПФ «Антикорнефте- газ» г. Москва
10	Автоклавная установка для испытания в жидких средах при повышенных значениях температуры и давления	Анкор-СР2	ООО НПФ «Антикорнефте- газ» г. Москва
12	Приспособления для контроля адгезии при отрыве и отслаивании при повышенной температуре	Анкор –АТ ₁ Анкор-АТ ₂	ООО НПФ «Антикорнефте газ» г. Москва
13	Установка для испытаний покрытия на катодное отслаивание	Анкор-КО1 с ячейками КО-1А и КО-2А	ООО НПФ «Антикорнефте- газ» г. Москва
14	Приспособление для измерения усилия сдвига твердых отложений на поверхности покрытия	Анкор-СО2	ООО НПФ «Антикорнефте- газ» г. Москва
15	Приспособление для испытания на изгиб	Анкор-ПИ1	ООО НПФ «Антикорнефте- газ» г. Москва
16	Приспособление для контактного нагружения покрытия	Анкор-КН1	ООО НПФ «Антикорнефте- газ» г. Москва
17	Установка для испытания покрытия на удар	Анкор-У1	ООО НПФ «Антикорнефте- газ» г. Москва

Инва.№ п.сдл	Подп. и дата
Взам. и инв.№	Подп. и дата
Инва.№ дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист.	№ докум.	Подп.	Дата
------	-------	----------	-------	------

Приложение В

Инв. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №						Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-TKR1.TCH		

ОКП 139000

УТВЕРЖДАЮ

Управляющий

ООО «Си-Пи-Эс технолоджи»



Super / А.С. Третьяков

ВТУЛКИ ЗАЩИТЫ СВАРНЫХ ШВОВ
трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием
марки CPS

Технические условия

ТУ 1390-001-09308923-2014

Дата введения: 15 июля 2014 г.

Без ограничения срока действия

РАЗРАБОТАНО:

Главный инженер

ООО «Си-Пи-Эс технолоджи»

[Signature] С.В. Новиков

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

- 1.1 Настоящие технические условия распространяются на втулки внутренней защиты сварных швов (далее втулки) соединений труб и соединительных деталей трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием, применяемых в системах, транспортирующих нефтегазовые смеси, неосушенный нефтяной газ и нефтепродукты, пластовую и другую техническую воду, в том числе с содержанием сероводорода, двуокиси углерода и других коррозионно-активных компонентов на нефтяных месторождениях РФ.
- 1.2 Допустимая температура окружающей среды:
- при проведении строительно-монтажных, погрузочно-разгрузочных и транспортных работ от минус 45 °С до плюс 60 °С
 - при хранении от минус 60 °С до плюс 60 °С
- 1.3 Допустимая температура транспортируемой среды от минус 60 °С до плюс 90 °С. (максимум до +120 °С в случае применения специальных термостойких покрытий)
- 1.4 Скорость движения перекачиваемых жидкостей не должна превышать 6 м/с.
- 1.5 Втулка предназначена для защиты сварных швов труб с зоной без внутреннего покрытия не более 50 мм.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

- 2.1 Втулки должны соответствовать требованиям настоящих технических условий.
- 2.2 Основные параметры и характеристики втулок
- 2.2.1 Втулки изготавливаются для соединений труб Ø57-Ø820 мм.
- 2.2.2 Втулки для труб с толщиной стенки до 5 мм включительно, а также втулки Ø57-Ø76 с любой толщиной стенки изготавливаются без центрирующей манжеты (рис.1)
- 2.2.3 Втулки Ø89-Ø820 с толщинами стенок от 6 мм и выше изготавливаются с центрирующей манжетой (рис.2). В обозначение втулок с центрирующей манжетой добавляется литера «М»
- 2.2.4 Для труб диаметром до Ø219 мм. включительно с толщиной стенки от 10 мм. и выше, а также для труб диаметром от 273 мм. и выше с толщиной стенок от 11 мм. и выше изготавливаются втулки с двойной керамической теплоизоляцией. В обозначение втулок добавляется литера «Т»
- 2.2.5 Пример условного обозначения втулок без центрирующей манжеты:

- **CPS-159x5 ТУ 1390-001-09308923-2014** - Втулка защиты сварного шва трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием $\text{Ø}159 \times 8$.
- **CPS-76x10Т ТУ 1390-001-09308923-2014** - Втулка защиты сварного шва трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием $\text{Ø}76 \times 10$ с двойной керамической теплоизоляцией.

2.2.6 Пример условного обозначения втулок с центрирующей манжетой:

- **CPS-159x8М ТУ 1390-001-09308923-2014** - Втулка защиты сварного шва трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием $\text{Ø}159 \times 8$ с центрирующей манжетой.
- **CPS-159x12MT ТУ 1390-001-09308923-2014** - Втулка защиты сварного шва трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием $\text{Ø}159 \times 12$ с центрирующей манжетой и двойной керамической теплоизоляцией.

2.2.7 Размеры изготавливаемых втулок (рис.1) для внутренней защиты сварного соединения представлены в Приложении А.

2.2.8 Не указанные в Приложении А типоразмеры втулок изготавливаются исходя из допусков на диаметр и толщину стенки труб, указанных в НТД (ГОСТ, ТУ) на трубу по отдельному техническому заданию – опросному листу (Приложение В)

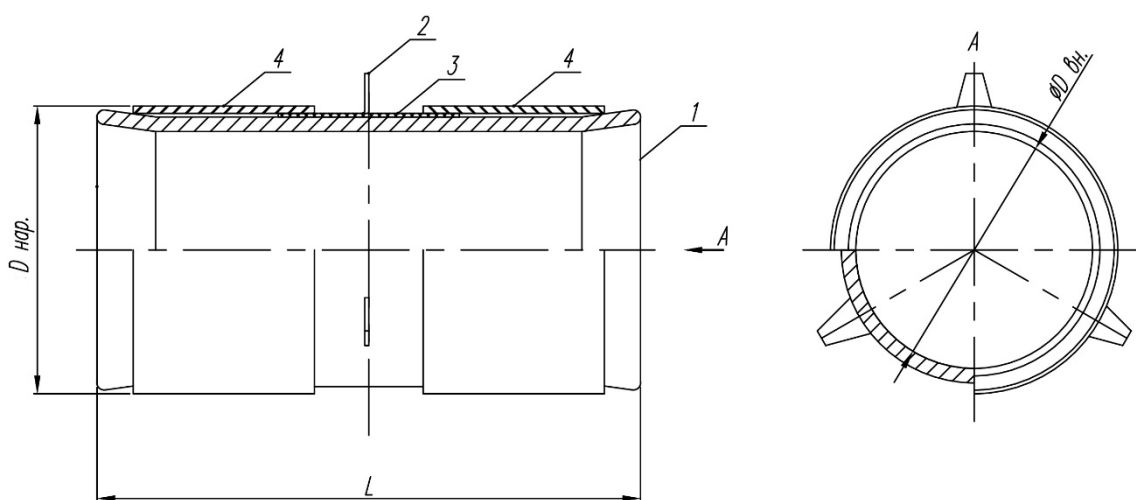


Рисунок 1. Втулка защиты сварных швов, где: 1-втулка с антикоррозионным покрытием, 2-центрирующие упоры, 3-теплоизоляционный материал, 4-термоактивный материал

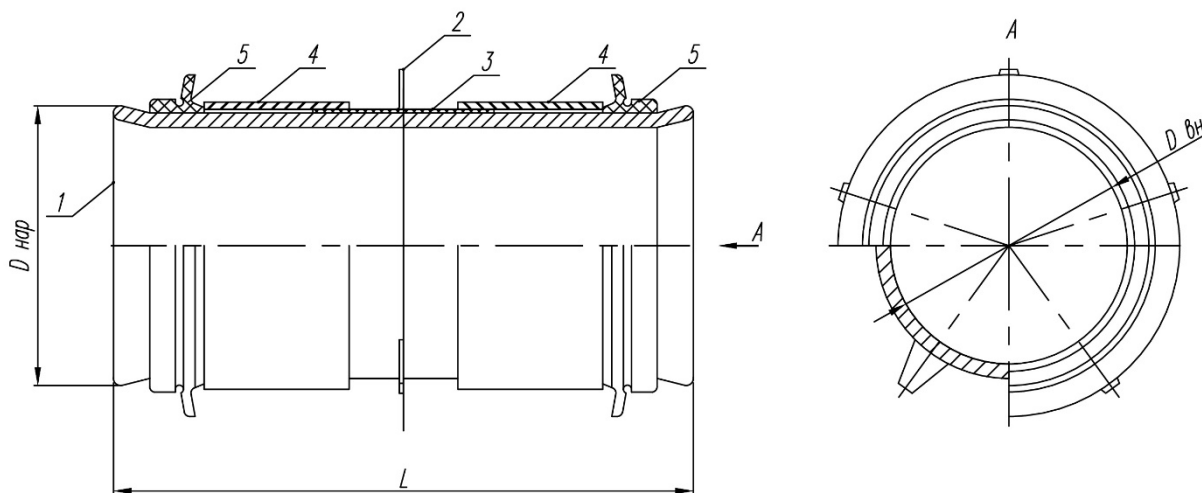


Рисунок 2. Втулка защиты сварных швов с центрирующей манжетой, где: 1-втулка с антикоррозионным покрытием, 2-центрирующие упоры, 3-теплоизоляционный материал, 4-термоактивный материал, 5-центрирующая манжета

2.3 Требования к материалам втулок

- 2.3.1 Материалы, используемые для изготовления втулок, должны быть приняты ОТК предприятия-изготовителя и иметь соответствующие документы, подтверждающие их качество (паспорт, сертификат).
- 2.3.2 Втулки изготавливаются из стального листа марки Ст.3 толщиной 2 мм. или труб необходимого диаметра марки стали Ст.20.
- 2.3.3 Упоры втулок с литерой «Т», а также втулок для соединений труб диаметром от 159 мм и выше с керамической теплоизоляцией изготавливаются из стального листа толщиной 1.2 мм. Для остальных втулок упоры изготавливаются из стального листа толщиной 1 мм.
- 2.3.4 В качестве антикоррозионного покрытия втулок используются двухслойные покрытия на основе фенольного грунта и порошковых эпоксидных красок, имеющие заключения об испытаниях, подтверждающие возможность их применения в системах трубопроводов, указанных в области применения настоящих ТУ (Приложение Г).
- 2.3.5 В качестве теплоизоляционного материала используется базальтовая или керамическая ткань.
- 2.3.6 Для заполнения пространства между втулкой и трубой используется специальный терморасширяющийся материал в виде ленты на самоклеящейся основе.

2.3.7 Для изготовления центрирующих манжет используется резиновый профиль.

Профиль изготавливается из маслобензостойких марок резины.

2.3.8 Для дополнительной фиксации центрирующих манжет может использоваться стальная проволока.

2.4 Комплектность втулок

2.4.1 В комплект поставки входит втулка, защищенная пленкой (стрейч) с инструкцией по установке в трубопровод.

2.5 Требования к изготовлению втулок

2.5.1 Для сварки втулок из стального листа и приварки упоров применяется полуавтоматическая сварка в среде защитных газов (МП).

2.5.2 Для сварки втулок из стального листа и приварки упоров используются сварочная проволока марки Св08Г2С (ГОСТ 2246) и сварочные газовые смеси.

2.5.3 Упоры должны быть надежно приварены к телу втулки согласно конструкторской документации и не иметь антикоррозионного покрытия.

2.5.4 Антикоррозионное покрытие втулок наносят на изолируемые поверхности в соответствии с конструкторской и технологической документацией с помощью специального оборудования с учетом рекомендаций заводов-изготовителей изоляционных материалов.

2.5.5 Подготовка поверхности втулок перед нанесением антикоррозионного покрытия должна соответствовать требованиям Таблицы 1.

Таблица 1. Требования к подготовке поверхности

Свойство	Показатель	Норма
1	2	3
1. Загрязненность:	-	-
-наличие растворимых загрязнений	Следы загрязнений на чистой салфетке смоченной ацетоном, изменение оттенка мелового следа	Отсутствие загрязнений
-наличие хлоридов	Содержание хлоридов, мг/м ² , не более	50,0
-запыленность	Количество и размер частиц пыли, класс, не более	2
-наличие окислов	Степень очистки	Sa 2,5
2. Шероховатость	Средняя высота микронеровностей Rz, мкм, в пределах	40-90

2.5.6 Антикоррозионное покрытие втулок должно удовлетворять требованиям Таблицы 2.

Таблица 2. Требования к антикоррозионному покрытию

№ п/п	Наименование показателя	Значение	Метод испытания
1	Внешний вид покрытия:		
1.1	В исходном состоянии	Равномерное покрытие без пропусков и видимых дефектов. Допускается шагрень, риски, волнистость не более 2 мм. Не допускаются потеки, кратеры, наплывы, пузыри, трещины и расслоения	ГОСТ 9.032
1.2	После воздействующих нагрузок, указанных в п.6-7 таблицы 2	Отсутствие разрушений: трещин, сыпи, пузырей, отслаивания, точек коррозии. Допускается изменение цвета и потеря блеска	ГОСТ Р 9.414
2	Толщина покрытия внутренней/наружной поверхности	Не менее 350/150 мкм	ГОСТ 31993 ISO 2808
3	Диэлектрическая сплошность покрытия:	Отсутствие пробоя при напряжении не менее 5 кВ/мм	ASTM G62-14
4	Адгезия покрытия к стали методом нормального отрыва:		
4.1	В исходном состоянии	Не менее 10 МПа	Приложение Д
4.2	После воздействующих нагрузок, указанных в п.6-7 таблицы 2	Снижение не более 50 % от исходного состояния	Приложение Д
5	Полнота полимеризации покрытия	Полнота полимеризации оценивается протиркой растворителем или по разности двух полученных температур стеклования ($\Delta Tg = Tg3 - Tg2$) и должна быть в пределах $-3 \leq \Delta Tg \leq +3$. При этом на термограмме первого прогона в области температур 140-240 °С должен отсутствовать пик доотверждения	ASTM D5402 или метод дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) по ГОСТ 55134-2012, CAN/CSA Z245.20
6	Стойкость покрытия к средам, содержащим H ₂ S и CO ₂ . Выдержка в автоклаве при	1000 часов	Приложение Е

	давлении не менее (3±0,3) МПа в 5% растворе NaCl при температуре (90±3)°С. Состав газовой фазы 0,5% H ₂ S, 5% CO ₂ , 94,5% N ₂		
7	Стойкость покрытия к быстрой декомпрессии. Выдержка в автоклаве при давлении не менее (3±0,3) МПа в 5% растворе NaCl при температуре (90±3)°С. Состав газовой фазы 100% CO ₂	24 часа	Приложение Ж

2.5.7 Теплоизоляция устанавливается на втулку согласно конструкторской документации и фиксируется металлическими скобами с помощью степлера.

2.5.8 Концы самоклеящихся лент из термоактивного материала должны быть надежно зафиксированы с помощью клея.

2.5.9 Центрирующая манжета на втулке должна быть надежно зафиксирована с помощью клея и стальной проволоки.

2.6 Маркировка втулок

2.6.1 На каждой втулке на свободной поверхности теплоизоляции в районе центрирующих упоров крепится этикетка, содержащая условное обозначение типоразмера втулок

2.6.2 На тару с втулками крепится этикетка, содержащая:

- товарный знак
- наименование предприятия
- наименование изделия
- кол-во втулок, находящихся в таре
- дата изготовления
- отметка ОТК
- вес БРУТТО и НЕТТО

2.6.3 На поддонах с тарой с втулками наносятся маркировочные символы: «Верх», «Хрупкое – осторожно» и «Штабелировать запрещается».

2.7 Упаковка втулок

2.7.1 Каждая втулка должна быть надежно упакована в пленку (стрейч).

2.7.2 Втулки упаковываются в картонную тару, исключая возможность свободного перемещения втулок при транспортировании. Для этого используются картонные перегородки, технологический профиль или вспененный полиэтилен.

2.7.3 Картонную тару со втулками комплектуют на поддонах. С помощью стреп-ленты обеспечивается крепление картонной тары на поддоне. С помощью полиэтиленовой пленки и пленки (стрейч) обеспечивается защита картонной тары от попадания влаги. Вес поддона вместе с втулками и тарой не должен превышать 1000 кг.

3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

- 3.1 К выполнению работ по изготовлению втулки допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обучение и сдавшие экзамен в установленном порядке.
- 3.2 Каждый рабочий при допуске к работе проходит необходимый инструктаж, после чего расписывается в журнале о проведении инструктажа.
- 3.3 На рабочих местах вывешивают четко отпечатанные необходимые правила и инструкции по технике безопасности и промышленной санитарии.
- 3.4 При выполнении работ по изготовлению втулок работающий персонал обеспечивается спецодеждой и средствами индивидуальной защиты в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002 и ГОСТ 12.3.016 или иной нормативно-технической документации.
- 3.5 Работы по изоляции поверхностей втулок производят в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.005 или иной нормативно-технической документации.
- 3.6 Содержание вредных веществ в рабочей зоне помещений не должно превышать норм, установленных ГОСТ 12.1.005.
- 3.7 При эксплуатации установок следует соблюдать «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».
- 3.8 Установка абразивной обработки втулок должна иметь индивидуальную вентиляционную систему с пылеулавливателем. Участки нанесения покрытий должны иметь местную принудительную вентиляцию.
- 3.9 Приточно-вытяжная и общеобменная вентиляция производственного помещения в сочетании с местной вентиляцией от камер должны обеспечивать удаление пыли из рабочей зоны производственного помещения до концентрации, не превышающей ПДК.
- 3.10 Контроль за соблюдением предельно допустимых выбросов в атмосферу при нанесении покрытия на внутреннюю поверхность втулок должен осуществляться

согласно ГОСТ 17.2.3.02 и ТУ на применяемые материалы или иной нормативно-технической документацией.

3.11 Специальные мероприятия для предупреждения вреда окружающей среде, здоровью и генетическому фонду человека при испытании, хранении, транспортировании и эксплуатации втулок с полимерным покрытием должны выполняться в соответствии с настоящими ТУ и требованиями нормативных документов, действующих на территории РФ.

4. ПРАВИЛА ПРИЕМКИ

4.1 Втулки должны быть приняты ОТК предприятия-изготовителя и иметь соответствующие документы, подтверждающие их качество (паспорт) с отметкой о приемке (Приложение 3).

4.2 Для проверки соответствия втулок требованиям настоящих ТУ устанавливаются следующие статусы испытаний:

- приемо-сдаточные
- периодические
- типовые

4.3 Последовательность проведения и объем испытаний втулок приведены в таблице 3

4.4 Приемо-сдаточным испытаниям подвергается каждая партия втулок. Партия втулок состоит из продукции одного наименования в количестве не более 500 штук.

4.5 Периодические испытания должны проводиться один раз в 3 года для подтверждения стабильности технологического процесса изготовления втулок.

4.6 Типовые испытания должны проводиться при применении новых материалов и изменении конструкции втулок. Испытания предназначены для оценки технологического процесса и возможности производства качественных деталей на существующем оборудовании.

Таблица 3. Последовательность проведения и объем испытаний

Статус испытаний	Вид испытаний	Норма отбора образцов	Примечание
Приемо-сдаточные испытания	Проверка сопроводительной документации	100% от партии	<ul style="list-style-type: none"> Паспорт на партию втулок Маршрутная карта на партию втулок Сертификаты качества и акты входного контроля комплектующих материалов
	Геометрические параметры, внешний вид покрытия, теплоизоляции, термоактивного материала и манжет на соответствие требованиям п.1 Таблицы 2 и чертежа	100% от партии	
	Толщина антикоррозионного покрытия втулок на соответствие требованиям п.2 Таблицы 2	10% от партии	
	Сплошность антикоррозионного покрытия втулок на соответствие требованиям п.3 Таблицы 2	10% от партии	
	Контроль полноты полимеризации покрытия	1 образец от партии	
	Контроль адгезии покрытия к стали методом нормального отрыва в исходном состоянии	3 образца от партии	
	Наличие маркировки на соответствие требованиям п.2.6.1	100% от партии	

Статус испытаний	Вид испытаний	Норма отбора образцов	Примечание
Периодические испытания	В объеме приемо-сдаточных испытаний	100% от партии	
	Испытание антикоррозионного покрытия втулок на соответствие требованиям Таблицы 2	1 шт.	Испытание силами аттестованной лаборатории
Типовые испытания	В объеме периодических испытаний	1 шт.	
	Технологические испытания на собираемость п.5.12	3 шт.	

4.7 Успешные типовые испытания принимаются в качестве периодических испытаний.

4.8 По результатам приемо-сдаточных испытаний и испытаний на собираемость оформляется протокол. По результатам испытаний антикоррозионного покрытия втулок оформляются заключение.

5. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА

5.1 Контроль геометрических параметров втулок (Приложение А и Б) проводится измерительными инструментами:

- Штангенциркуль ШЦ – II ГОСТ 166-89
- Линейка стальная ГОСТ 427-75

5.2 Контроль поверхности, теплоизоляции, термоактивного материала, манжет и маркировки втулок проводится визуально без использования увеличительных приборов.

5.3 Контроль подготовленной поверхности втулок на наличие растворимых загрязнений производится с помощью чистой салфетки, смоченной ацетоном.

5.4 Контроль подготовленной поверхности втулок на наличие водорастворимых солей производится с помощью специального прибора «Elcometer 130» по инструкции производителя оборудования.

5.5 Контроль подготовленной поверхности втулок на наличие запыленности производится с помощью специального набора (липкая лента, лупа, эталоны) по инструкции производителя оборудования согласно ISO 8502-3.

- 5.6 Контроль степени очистки подготовленной поверхности втулок определяется визуально:
- Поверхность втулок соответствует очень тщательной струйной очистке от окислов (Sa2.5), если при осмотре без увеличения свободна от видимых масла, смазки и загрязнений, а также от прокатной окалины, ржавчины, краски и посторонних частиц. Любые оставшиеся следы загрязнений должны выглядеть только как легкое окрашивание в виде пятен или полос.
 - Поверхность втулок соответствует струйной очистке до визуальной чистоты стали от окислов (Sa3), если при осмотре без увеличения свободна от видимых масла, смазки и загрязнений, а также от прокатной окалины, ржавчины, краски и посторонних частиц. При этом поверхность имеет однородную металлическую окраску.
 - Разрешается определять степени подготовки поверхности втулок от окислов методом визуального сравнения контролируемой поверхности с высококачественными фотографиями очищенных поверхностей согласно ISO 8501-1.
- 5.7 Контроль шероховатости подготовленной поверхности СДТ оценивается визуально и на ощупь с помощью специального контрольного компаратора, отвечающего требованиям ISO 8503-1 по методике ISO 8503-2.
- 5.8 Контроль толщины антикоррозионного покрытия втулок производится с помощью многофункционального прибора «Константа К5» или аналогичного ему.
- 5.9 Контроль диэлектрической проницаемости (сплошности) антикоррозионного покрытия втулок производится с помощью электроискрового дефектоскопа «Корона 2.1» или аналогичного ему.
- 5.10 Контроль полноты полимеризации проводится методом ДСК или воздействия растворителя (метилизобутилкетона).
- 5.11 Контроль адгезии в исходном состоянии проводится методом нормального отрыва Приложение Д.
- 5.12 Технологические испытания на собираемость втулок производится в соответствии с инструкцией по монтажу (Приложение И) с последующей оценкой вырезанного сегмента контрольного стыка.
- 5.13 Оценка контрольного стыка включает в себя определение расположения втулки относительно сварного шва и оси патрубков, полноты раскрытия термоактивного материала, положения уплотнительной манжеты, высоты усиления сварного шва (обратного валика) и целостности антикоррозионного покрытия втулки.

5.14 Контрольный стык считается годным если:

- втулка не смещена относительно сварного шва на расстояние более чем величина зазора между втулкой и патрубком.
- втулка не смещена относительно оси патрубка на расстояние более чем высота лепестка манжеты.
- раскрылось не менее чем 50% термоактивного материала и зазор между втулкой и патрубком перекрыт по всему периметру.
- усиление сварного шва (обратный валик) не более 1 мм.
- отсутствуют видимые следы термической деструкции антикоррозионного покрытия втулки.

6. ПРАВИЛА ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ И ХРАНЕНИЯ

6.1 Транспортирование втулок должно осуществляться в заводской упаковке.

6.2 При погрузочно-разгрузочных работах должны соблюдаться меры предосторожности, исключающие возможность повреждения покрытия втулок, запрещается кантовать и бросать коробки с втулками.

6.3 Хранение втулок должно осуществляться в заводской упаковке в крытом помещении при относительной влажности не более 100% и температуре от -60 °С до +60 °С.

7. УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1 Эксплуатацию втулок проводить в соответствии с условиями, указанными в области применения данных технических условий.

7.2 Монтаж втулок на трубопроводе проводить в соответствии с инструкцией по монтажу (Приложение И).

7.3 Эксплуатацию трубопроводов с установленными втулками совместно с очистными и диагностическими снарядами (СОД) проводить только после предварительных испытаний на проходимость на стендах с контрольными стыками и консультаций с производителями СОД.

7.4 На трубопроводах с внутренним антикоррозионным покрытием и установленными втулками рекомендуется использовать диагностические снаряды с роликами на гибких опорах, а также очистные снаряды повышенной проходимости с возможностью прохождения сужений не менее 30%.

7.5 Использование калибровочных снарядов и других снарядов с жесткими дисками во избежание срыва втулок запрещено.

7.6 Пропуск СОД по трубопроводу с внутренним антикоррозионным покрытием и установленными втулками с помощью сжатого воздуха, без создания противодействия сжатым газам и контроля скорости СОД, во избежание возгорания покрытий трубы и срыва втулок запрещено.

8. ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

- 8.1 Изготовитель гарантирует соответствие изделий требованиям настоящих технических условий при соблюдении потребителем условий транспортирования, хранения и монтажа.
- 8.2 Гарантийный срок хранения втулок 5 лет с даты изготовления, указанной в паспорте.
- 8.3 Гарантийный срок эксплуатации втулок 5 лет с момента пуска трубопровода в эксплуатацию.
- 8.4 Срок эксплуатации втулки в соединении трубопроводов составляет 20 лет.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ПАРАМЕТРЫ ВТУЛОК

Типоразмер	Днар. ±2, мм.	Двн. ±2, мм.	Кол-во упоров, шт.	L ±1, мм.	Вес*, кг.
CPS-57x4	46	37	3	150	0,4
CPS-57x5	44	35			
CPS-57x6	42	33			
CPS-57x7	40	31			
CPS-57x8	38	29			
CPS-76x4	64	55	3	150	0,5
CPS-76x5	62	53			
CPS-76x6	60	51			
CPS-76x7	58	49			
CPS-76x8	56	47			
CPS-76x9	54	45			
CPS-76x10T	49	40	3	150	0,7
CPS-89x4	78	69			
CPS-89x5	76	67			
CPS-89x6M	70	62			
CPS-89x7M	68	60			
CPS-89x8M	66	58			
CPS-89x9M	64	56			
CPS-89x10MT	62	54			
CPS-89x11MT	59	51			
CPS-89x12MT	57	49			
CPS-108x4	96	87	5	150	0,9
CPS-108x5	94	85			
CPS-108x6M	89	81			
CPS-108x7M	87	79			
CPS-108x8M	85	77			
CPS-108x9M	83	75			
CPS-108x10MT	81	73			
CPS-108x11MT	78	70			
CPS-108x12MT	76	68			
CPS-114x5	100	92	5	150	1
CPS-114x6M	95	87			
CPS-114x7M	93	85			
CPS-114x8M	91	83			
CPS-114x9M	89	81			
CPS-114x10MT	87	79			
CPS-114x11MT	84	76			
CPS-114x12MT	82	74			
CPS-133x5	119	111	5	150	1,1
CPS-133x6M	114	106			
CPS-133x7M	112	104			
CPS-133x8M	110	102			
CPS-133x9M	108	100			
CPS-133x10MT	106	98			

CPS-133x11MT	103	95	5	150	1,3
CPS-133x12MT	101	93			
CPS-159x5	145	137			
CPS-159x6M	140	132			
CPS-159x7M	138	130			
CPS-159x8M	136	128			
CPS-159x9M	134	126			
CPS-159x10MT	131	123			
CPS-159x11MT	129	121			
CPS-159x12MT	127	119			
CPS-159x13MT	125	117			
CPS-159x14MT	123	115			
CPS-159x15MT	121	113			
CPS-159x16MT	119	111			
CPS-168x5	154	146	5	150	1,4
CPS-168x6M	149	141			
CPS-168x7M	147	139			
CPS-168x8M	145	137			
CPS-168x9M	143	135			
CPS-168x10MT	141	133			
CPS-168x11MT	138	130			
CPS-168x12MT	136	128			
CPS-168x13MT	134	126			
CPS-168x14MT	132	124			
CPS-168x15MT	130	122			
CPS-168x16MT	128	120			
CPS-168x17MT	126	118			
CPS-168x18MT	124	116			
CPS-219x6M	200	192	5	150	1,8
CPS-219x7M	198	190			
CPS-219x8M	196	188			
CPS-219x9M	194	186			
CPS-219x10MT	192	184			
CPS-219x11MT	189	181			
CPS-219x12MT	187	179			
CPS-219x13MT	185	177			
CPS-219x14MT	183	175			
CPS-219x15MT	181	173			
CPS-219x16MT	178	170			
CPS-219x17MT	176	168			
CPS-219x18MT	174	166			
CPS-273x6M	252	244			
CPS-273x7M	250	242			
CPS-273x8M	248	240			
CPS-273x9M	246	238			
CPS-273x10M	244	236			
CPS-273x11MT	241	233			
CPS-273x12MT	239	231			
CPS-273x13MT	237	229			
CPS-273x14MT	235	227			

CPS-273x15MT	233	225	7	150	2,5
CPS-273x16MT	231	223			
CPS-273x17MT	228	228			
CPS-273x18MT	226	218			
CPS-273x19MT	224	216			
CPS-273x20MT	222	214			
CPS-273x21MT	220	212			
CPS-273x22MT	218	210			
CPS-325x6M	305	297	7	150	3
CPS-325x7M	302	294			
CPS-325x8M	300	292			
CPS-325x9M	298	290			
CPS-325x10M	296	288			
CPS-325x11MT	293	285			
CPS-325x12MT	291	283			
CPS-325x13MT	288	280			
CPS-325x14MT	286	278			
CPS-325x15MT	284	276			
CPS-325x16MT	281	273			
CPS-325x17MT	279	271			
CPS-325x18MT	277	269			
CPS-325x19MT	275	267			
CPS-325x20MT	273	265			
CPS-325x21MT	271	263			
CPS-325x22MT	269	261			

*- Вес втулок для труб одного диаметра с разной толщиной стенок может незначительно отличаться от указанного в таблице.

ПРИЛОЖЕНИЕ В**ОПРОСНЫЙ ЛИСТ НА ВТУЛКУ ВНУТРЕННЕЙ ЗАЩИТЫ СВАРНОГО СТЫКА
МАРКИ «CPS»**

ВТУЛКА	
Типоразмер (трубы), (DxS, мм)	
Кол-во, шт.	

ДЛЯ УСТАНОВКИ В ТРУБОПРОВОД	
Сортамент труб (нормативный документ - ГОСТ, ТУ)	
Рабочая среда	

УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ	
Температура рабочей среды max, °С	

Контактная информация:

Наименование организации:	
Контактный телефон и факс	
E-mail:	
ФИО ответственного лица:	
Должность ответственного лица:	

ПРИЛОЖЕНИЕ Г**ПЕРЕЧЕНЬ ПРИМЕНЯЕМЫХ ПОРОШКОВЫХ ЭПОКСИДНЫХ КРАСОК**

№п/п	Наименование ЛКМ	Назначение ЛКМ	Примечание
1	Порошковая эпоксидная краска «П-ЭП-585» ТУ 2329-103-05034239-97	Антикоррозионная защита внутренней поверхностей труб и деталей трубопроводов.	Допускается применение при температуре перекачиваемой среды до +90 °С
2	Порошковая эпоксидная краска «Scotchkote 6171R»	Антикоррозионная защита внутренней поверхностей труб и деталей трубопроводов.	Допускается применение при температуре перекачиваемой среды до +90 °С
3	Порошковая эпоксидная краска «InnoPipe 67»	Антикоррозионная защита внутренней поверхностей труб и деталей трубопроводов.	Допускается применение при температуре перекачиваемой среды до +90 °С
4	Порошковая эпоксидная краска «П-ЭП-585Т» ТУ 2329-103-05034239-97	Антикоррозионная защита внутренней поверхностей труб и деталей трубопроводов.	Допускается применение при температуре перекачиваемой среды до +120 °С

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Методика определения адгезии покрытия к стали методом нормального отрыва

1. Общие положения.

Метод отрыва применяют для количественного определения величины адгезионной прочности покрытия к металлической поверхности. Он основан на измерении минимального разрывного напряжения, необходимого для отделения или разрыва покрытия в направлении, перпендикулярном поверхности покрытия. В основу методики положены требования ГОСТ 32299 (ISO 4624).

2. Аппаратура и материалы.

Пластины с покрытием размером 120x50x4 мм (рекомендованные размеры) или образцы, вырезанные из трубной продукции с покрытием, в количестве 3 шт.

- Разрывная машина типа Н10К-Т или аналог с идентичными техническими характеристиками. Диапазон измерений от 0 до 10 кН, погрешность ± 1 %.
- Линейка - 150 ГОСТ 427. Диапазон измерений от 0 до 150 мм, погрешность $\pm 0,1$ мм.

Приспособление для отрыва типа «грибок» с диаметром рабочей поверхности не более 20 мм, высота «грибка» составляет не менее половины диаметра. В случае проведения испытаний на образцах, вырезанных из трубной продукции с внутренним покрытием, профиль рабочей поверхности «грибка» должен соответствовать

- Клей типа «3М 8scotch-Weld OP-460» или аналог. Шлифовальная бумага по ГОСТ 6456.
- Ацетон технический по ГОСТ 2768.
- Режущее устройство для прорезывания покрытия до металла вокруг приклеенного «грибка».

3. Подготовка к испытанию.

На каждый из трех образцов наклеивают по 2 «грибка». Для повышения адгезии клеевого соединения поверхности покрытия в месте приклеивания «грибка» и поверхности «грибка» придают шероховатость шлифовальной бумагой и обезжиривают ацетоном.

Подготавливают и наносят клей согласно инструкции изготовителя.

Необходимо использовать минимальное количество клея для обеспечения связи между покрытием и «грибком».

Клей наносят ровным слоем на свежеччищенную и обезжиренную поверхность «грибка», затем прижимают грибок покрытию и выдерживают до отверждения клея. После высыхания клеевого соединения режущим инструментом прорезают покрытие до металла вокруг «грибка».

4. Проведение испытаний.

Образец с наклеенным «грибком» помещают в зажимы разрывной машины. Необходимо следить, чтобы линия приложения нагрузки была перпендикулярна поверхности образца и совпадала с продольной осью испытательного «грибка». Испытание проводят при постоянной скорости перемещения захвата «грибка» со скоростью не более 50 мм/мин. При отрыве «грибка» фиксируют значение разрушающей нагрузки. Поверхность покрытия в месте отрыва «грибка» и поверхность «грибка» осматривают, отмечая характер разрушения.

5. Обработка результатов испытаний.

Разрушающее напряжение P , Па, ДЛЯ каждого определения вычисляется по формуле:

$P=F/S$, где F - разрушающая нагрузка, Н;

S - площадь рабочей поверхности «грибка», м²

Фиксируют характер разрушения в процентах от общей площади грибка:

A/B - адгезионный отрыв между подложкой и первым слоем покрытия;

B - когезионный отрыв по первому слою покрытия;

B/C - адгезионный отрыв между первым и вторым слоем покрытия;

-Y - адгезионный отрыв между последним слоем покрытия и клеем;

Y - когезионный отрыв по клею;

Y/Z - адгезионный отрыв между клеем и «грибком».

За результат измерения принимается среднеарифметическое значение всех измерений, при этом все полученные значения, при наличии типа разрушения A/B, B, B/C, должны соответствовать требованиям пунктов 4.1, 4.2 таблицы 2. При преимущественном разрушении -Y, Y, Y/Z за результат принимается максимальное полученное значение.

Покрытие считают удовлетворительным, если значение адгезии соответствует требованиям пункта 4.1 (в исходном состоянии) или 4.2 (после воздействующих нагрузок) таблицы 2.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Методика оценки стойкости покрытия к средам, содержащим H₂S и CO₂

1. Общие положения.

Сущность метода заключается в определении способности покрытия сохранять физико-механические и защитные свойства после выдержки в автоклаве в минерализованной воде, содержащей сероводород и углекислый газ, при давлении $3\pm 0,3$ МПа и температуре 90 ± 3 °С в течение 1 000 ч.

2. Аппаратура и материалы.

Пластины с покрытием размером 120x50x4 мм (рекомендованные размеры) или образцы, вырезанные из трубной продукции с покрытием, в количестве 3 шт.

Автоклав, который должен обеспечивать заданные давление и температуру испытаний, должен быть снабжен измерительными устройствами и системой сброса давления, средствами для нейтрализации H₂S, приспособлениями для крепления образцов, изготовленными из материала, инертного к испытательной среде.

- Вода дистиллированная по ГОСТ 6709.
- Натрий хлористый квалификации ХЧ по ГОСТ 4233.
- Сероводород.
- Двуокись углерода по ГОСТ 8050. Азот по ГОСТ 9293.

3. Проведение испытаний.

В автоклаве на специальных приспособлениях укрепляют 3 образца с покрытием. В автоклав заливают предварительно приготовленный 5 % водный раствор NaCl. Образцы должны быть погружены в испытательную среду полностью. Для приготовления раствора NaCl используют дистиллированную воду и натрий хлористый.

Соотношение раствора и свободного пространства в автоклаве должно составлять 2/1.

До начала испытаний раствор продувают азотом (чистота не менее 99,9 %) в течение не менее 1 ч с расходом не менее 100 мл/мин на 1 л объема автоклава для удаления растворенного кислорода.

В автоклав подают смесь газов (либо проводят последовательную подачу газов), состоящую из 0,5 % H₂S, 5 % CO₂, 94,5 % N₂ до давления $3\pm 0,3$ МПа.

После достижения необходимой температуры (90 ± 3) °С и давления фиксируют время начала испытаний.

Продолжительность испытаний составляет 1 000 ч.

По окончании испытаний осуществляют охлаждение автоклава до температуры 23 ± 3 °С и сброс давления со скоростью не более 0,25 МПа/мин, после чего образцы извлекают из испытательной среды, промывают проточной водой и высушивают салфетками или фильтровальной бумагой.

4. Обработка результатов испытаний.

По окончании испытаний определяют следующие показатели покрытия:

- внешний вид образцов;
- адгезию покрытия к стали методом нормального отрыва на 3 образцах;
- состояние металлической поверхности под покрытием в зоне отрыва «грибков».

Оценку внешнего вида покрытия и контроль сплошности производят сразу после окончания испытаний.

Адгезию покрытия к стали оценивают спустя 24 ч после окончания испытаний.

После определения адгезии покрытия к стали методом отрыва «грибка» отмечают наличие подплёночной коррозии в месте отрыва.

Изменение свойств покрытия на расстоянии менее 10 мм от края образца не учитывают

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Методика определения стойкости покрытия к быстрой декомпрессии

1. Общие положения.

Сущность метода заключается в определении способности покрытия противостоять быстрому сбросу давления без разрушения после выдержки в автоклаве, заполненном испытательной средой при температуре 90 ± 3 °C

В основу метода положены требования приложения 10 API RP 5L7

2. Аппаратура и материалы.

Пластины с покрытием размером 120x50x4 мм (рекомендованные размеры) или образцы, вырезанные из трубной продукции с покрытием, в количестве 3 шт.

Автоклав должен обеспечивать заданное давление и температуру испытаний, быть снабжен измерительными устройствами и системой сброса давления, приспособлением для крепления образцов в автоклаве, изготовленным из материала, инертного к испытательной среде.

- Вода дистиллированная по ГОСТ 6709.
- Натрий хлористый квалификации ХЧ по ГОСТ 4233.
- Двоокись углерода по ГОСТ 8050.

3. Проведение испытаний.

В автоклаве на специальных приспособлениях укрепляют 3 образца с покрытием. В автоклав заливают предварительно приготовленный 5 % водный раствор NaCl таким образом, чтобы образцы были наполовину погружены в раствор.

В автоклав подают CO₂ до давления не менее $3 \pm 0,3$ МПа.

Включают нагрев. После достижения заданной температуры и давления фиксируют время начала испытаний.

Продолжительность испытаний составляет 24 ± 1 ч. По истечении указанного времени отключают нагревательные элементы автоклава и сбрасывают давление в автоклаве со скоростью $2 \pm 0,3$ МПа/с.

Образцы извлекают из испытательной среды, промывают проточной водой и высушивают фильтровальной бумагой.

4. Обработка результатов испытаний.

По окончании испытаний определяют следующие показатели покрытия:

- внешний вид образцов;

- адгезию покрытия к стали методом нормального отрыва на образцах в количестве 3 шт;
- состояние металлической поверхности под покрытием в зоне отрыва «грибков».

Оценку внешнего вида покрытия и контроль сплошности производят сразу после окончания испытаний.

Адгезию покрытия оценивают спустя 24 ч после окончания испытаний.

После определения адгезионной прочности методом отрыва «грибка» отмечают наличие подпленочной коррозии в месте отрыва.

Изменение свойств покрытия на расстоянии менее 10 мм от края образца не учитывают.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3**ПАСПОРТ № _____****штука защиты сварного шва CPS****ТУ 1390-001-09308923-2014**

Предприятие изготовитель:

Заказчик: _____

Договор: _____

Номер партии: _____ Количество штук: _____ Дата изготовления: « ____ » _____ г.

Материалы:

- Сталь/труба _____
Сертификат качества/паспорт № _____ от _____ г.
- Теплоизоляционная ткань/лента _____
Сертификат качества/паспорт № _____ от _____ г.
- Профиль резиновый _____
Сертификат качества/паспорт № _____ от _____ г.
- Термоактивный материал.

АКП: Грунт - Партия № _____ Сертификат качества/паспорт № _____ от « ____ » _____ г.

Краска - Партия № _____ Сертификат качества/паспорт № _____ от « ____ » _____ г.

Протокол приемо-сдаточных испытаний: № _____ от _____ г.

Штука защиты сварного шва _____ соответствует требованиям ТУ 1390-001-09308923-2014 и признана годной для эксплуатации.

Гарантийный срок хранения 5 лет с даты изготовления при соблюдении правил хранения.
Гарантийный срок эксплуатации 5 лет с момента пуска трубопровода при соблюдении указаний по эксплуатации. Срок эксплуатации штуки в трубопроводе 20 лет.

Мастер ОТК _____

(подпись)

(ФИО)

ПРИЛОЖЕНИЕ И

ИНСТРУКЦИЯ ПО МОНТАЖУ ВТУЛОК CPS

1. Входной контроль втулки

1.1. Проверить сопроводительную документацию на втулку.

1.2. Проверить целостность упаковки втулки:

- Целостность картонной коробки
- Целостность полиэтиленовой обертки втулки
- Целостность упоров втулки

1.3 Проверить визуально целостность и качество антикоррозийного покрытия. На внутренней и торцевых поверхностях втулки не допускаются дефекты покрытия (сколы, сквозная пористость, отдельные вздутия).

2. Подготовка втулки к монтажу

2.1. Удалить защитные обертки с втулки, не повреждая манжеты из термоактивного материала непосредственно перед монтажом.

2.2. Очистить внутреннюю полость труб в зоне торцов пыли и других загрязнений. При наличии внутреннего грата на электросварных трубах следует удалить грат до границы зоны без покрытия.

2.3. Обезжирить ацетоном внутреннюю полость труб в зоне торцов на глубину 100 мм.

3. Установка втулки в трубу

3.1. Ввести втулку в трубу до упоров одновременно проворачивая ее вокруг оси, не допуская задиров манжет из теплоизоляционного и термоактивного материалов. Допускается при монтаже применение ударного инструмента через деревянную прокладку.

3.2. При установке втулки допускается небольшой натяг. В случае наличия зазора между втулкой и трубой более 1 мм. требуется как можно точнее отцентрировать втулку с помощью деревянных клиньев или электродов.

3.3. При необходимости прижать упоры к торцу трубы во избежание их прогорания. Для обеспечения продольной устойчивости втулки произвести прихватку всех (!) упоров втулки к трубе.

3.4. С помощью трубоукладчика завести вторую трубу на втулку.

3.5. С помощью наружного центриатора совместить оси соединяемых труб обеспечив требуемый технологией сварки труб зазор.

3.6. Произвести прихватку соединяемых труб и удалить центриатор.

3.7. С помощью угловой шлифовальной машины срезать выступающие части упоров втулки до притупления сварных кромок труб и зачистить прихватки (см. рис.1)

4. Сварка соединения труб

4.1. Сварку труб производить по действующей технологии, утвержденной подрядчиком.

4.2. Сварку труб диаметром 426 мм и выше. во избежание недостаточного прогрева термоактивного материала втулки, производить одновременно двумя сварщиками. Сварку рекомендуется начинать от нижней прихватки на 5 или 7 часов.

4.3. При сварке корневого шва требуется избегать прожогов (!) металла и продавливания (!) электрода или сварочной проволоки в полость трубы. Высота обратного валика не должна превышать 1,5 мм.

4.4. Стыки с толщиной 6-10 мм. рекомендуем варить в 3 прохода, а толщиной более 10 мм. в 4-5 проходов с помощью ручной дуговой сварки электродами марки LB-52 (или аналогичными). Корень

шва рекомендуется варить электродом Ø2.6 мм при токе 65-75 А, а заполняющие и облицовочный швы Ø3,2 мм. при токе 90-100 А.

4.5. После сварки корня шва, шов зачистить и произвести заполнение шва. После заполнения шва, шов зачистить и произвести сварку облицовочного шва. Время для зачистки сварного шва перед нанесением следующего слоя должно составлять 1-2 минуты.

4.6. Не допускать остановки сварочных работ до наложения как минимум 3-го слоя.

4.7. На втулках малых диаметров типа «МТ» предназначенных для соединения труб с толщиной стенки более 10 мм. во избежание локального перегрева и полного выдавливания резиновой манжеты за габариты втулки, рекомендуется остановить сварку стыка после заполнения 3 слоя на 60-90 минут. После остывания стыка продолжить сварку.

4.8. При выполнении сварочно-монтажных работ втулок Ø89-219 мм с толщинами стенок 4-6 мм при отрицательных температурах воздуха, для гарантированного раскрытия термоактивного материала необходимо выполнять дополнительный подогрев сварного стыка. Дополнительный подогрев проводить сразу после завершения сварки стыка газовой горелкой (газ пропан), непрерывно по всему периметру стыка до достижения температуры поверхности металла 200 °С. Рекомендуемое время подогрева для труб диаметром: Ø89 мм – 1 минута, Ø114-2 минуты, Ø159-3 минуты и Ø219 – 4 минуты. Время подогрева может быть изменено при инструментальном контроле температуры.

4.9. После остывания сварного стыка трубопровод готов к эксплуатации. Выход термоактивного материала за габариты втулки допускается, но не обязателен. На втулках типа «М» и «МТ» допускается частичное выдавливание резиновой манжеты за габариты втулки.

4.10. При выявлении одиночных дефектов сварного шва допускается ремонт сварного шва без демонтажа установленной ранее втулки.

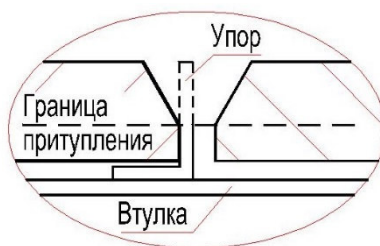


Рисунок 1

ПРИЛОЖЕНИЕ К (справочное)**ПЕРЕЧЕНЬ НОМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**

- ГОСТ 9.410–88 «Покрытия порошковые полимерные. Типовые технологические процессы».
- ГОСТ 9142–91 «Ящики из гофрированного картона. Общие технические условия».
- № 1042–73 «Санитарные правила организации технологических процессов и гигиенические требования к производственному оборудованию».
- ГОСТ 12.1.005.88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
- ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности».
- ГОСТ 12.3.005-75 ССБТ «Работы окрасочные, общие требования безопасности».
- ГОСТ 12.4.031-85 ССБТ «Очки защитные. Общие технические условия».
- ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация».
- ГОСТ 12.4.068-79 ССБТ «Средства индивидуальной защиты дерматологические. Классификация и общие требования».
- ГОСТ 12.4.103-83 «Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация».
- ГОСТ 166-89 «Штангенциркули».
- ГОСТ 427-75 «Линейки измерительные металлические. Технические условия».
- СнИП III–42-80 «Магистральные трубопроводы».
- ГОСТ 14192-96 «Маркировка грузов».
- ТУ 2329-103-05034239-97 «Краска марки «П-ЭП-585»
- ТУ 2312-063-00205357-2008 «Грунт марки ТРЭПП-ГП»

ПРИЛОЖЕНИЕ И

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

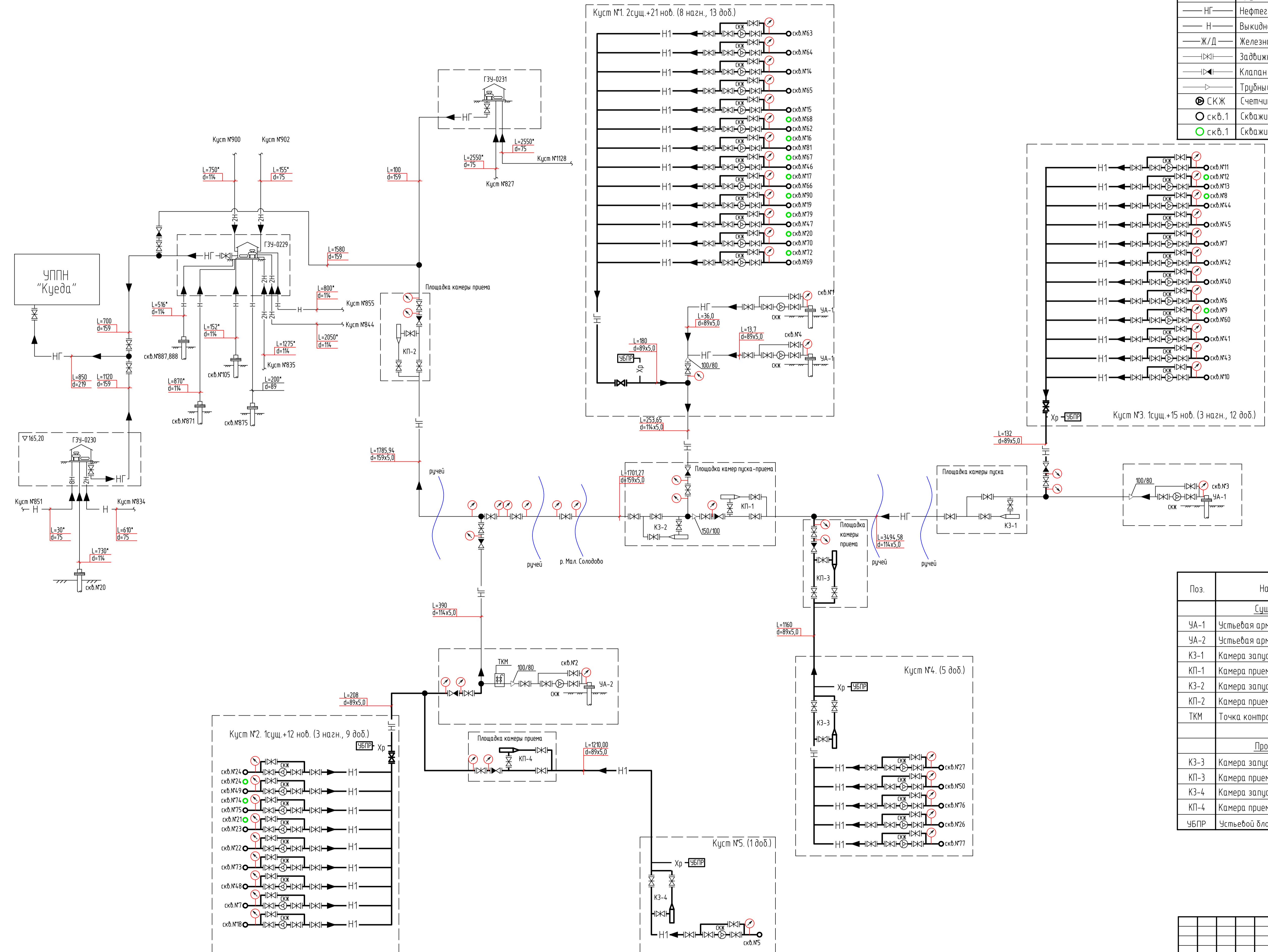
Ревизия	№ Извещения	Дата регистрации	Содержание извещения
01	01	25 октября 2014	Внесены корректировки в п.8 и табл.3
02	02	22 декабря 2014	<p>Пункт 1.1.2. изложить в следующей редакции: «Противокоррозионное покрытие втулки и манжета из терморасширяющегося материала (рис.1) должны выдерживать указанные в технических требованиях внешние воздействия без отслаивания, расслаивания и растрескивания в интервале температур:</p> <ul style="list-style-type: none"> • при проведении строительно-монтажных, погрузочно-разгрузочных и транспортных работ - от минус 40 °С до плюс 60 °С; • при эксплуатации трубопровода - от минус 60° С до плюс 80° С»
03	03	16 марта 2015	<ul style="list-style-type: none"> • Исключен п.10.2 • В п.8.2.3 внесены дополнения <p>Внесены корректировки в инструкцию по монтажу Приложение П</p>
04	04	19 июня 2015	<ul style="list-style-type: none"> • Добавлен п.5.3. и п.6 в таб.3 с требованиями к толщине покрытия втулок <p>Добавлен п.2.1.3</p>
05	05	02 декабря 2015	Добавлены типоразмеры втулок в таблицу 1
06	06	17 февраля 2016	Добавлен п.4.2 в Приложения П (инструкция по монтажу)
07	07	09 августа 2016	Дополнено приложение П (инструкция по монтажу)
08	08	15 сентября 2016	<ul style="list-style-type: none"> • Ведено ограничение по скорости потока перекачиваемой жидкости п.1.1.1 • п.4.3 изложить в следующей редакции: «Количество упоров на втулках различно и зависит от типоразмера. Упоры должны быть надежно приварены к телу втулки и не иметь противокоррозионного покрытия»
09	09	01.12.17	Листы 1-41 заменить на листы 1-30
10	10	10 01.19	<ol style="list-style-type: none"> 1. В Таблицу 3 добавлены требования к проверке адгезии и полноты полимеризации. 2. Добавлены пункты 5.10 и 5.11

			<p>3. Внесены изменения в таблицу параметров втулок с центрирующей манжетой Приложение Б</p> <p>4. п.2.2.3 изложить в следующей редакции: «Для труб диаметром до Ø219 мм. включительно с толщиной стенки от 10 мм. и выше, а также для труб диаметром от 273 мм. и выше с толщиной стенок от 11 мм. и выше изготавливаются втулки с керамической теплоизоляцией. В обозначение втулок добавляется литера «Т»»</p>
11	11	25.01.19	<p>Пункт 4.5 изложить в следующей редакции: «Периодические испытания должны проводиться один раз в 3 года для подтверждения стабильности технологического процесса изготовления втулок»</p>
12	12	21.05.19	<p>Добавлен п.1.5 «Втулка предназначена для защиты сварных швов труб с зоной без внутреннего покрытия не более 50 мм.»</p>
13	13	18.12.19	<p>1. Пункт 2.2.3 изложить в следующей редакции: «Для труб диаметром до Ø219 мм. включительно с толщиной стенки от 10 мм. и выше, а также для труб диаметром от 273 мм. и выше с толщиной стенок от 11 мм. и выше изготавливаются втулки с двойной керамической теплоизоляцией. В обозначение втулок добавляется литера «Т».</p> <p>2. Пункт 2.6.3 изложить в следующей редакции: «На поддонах с тарой с втулками наносятся маркировочные символы: «Верх», «Хрупкое – осторожно» и «Штабелировать запрещается».</p> <p>3. В Приложении Г внести информацию о возможности применения краски «Охтэк-3 трубная» ТУ 2329-002-98592378-2007 при температуре перекачиваемой среды до +80 °С и краски «П-ЭП-585» ТУ 2329-103-05034239-97 при температуре перекачиваемой среды до +90 °С</p> <p>4. В инструкцию по монтажу втулок CPS Приложение И добавить п.4.8</p> <p>5. п.4.3 инструкции по монтажу втулок CPS Приложение И изложить в следующей редакции: «При сварке корневого шва требуется избегать прожогов (!) металла и продавливания (!) электрода или сварочной проволоки в полость трубы. Высота обратного валика не должна превышать 1,5 мм.»</p>

14	14	12.03.20	<ol style="list-style-type: none">п.2.2.2 изложить в следующей редакции: «Втулки для труб с толщиной стенки до 5 мм включительно, а также втулки Ø57-Ø76 с любой толщиной стенки изготавливаются без центрирующей манжеты (рис.1)»п.2.2.3 изложить в следующей редакции: «Втулки Ø89-Ø1024 с толщинами стенок от 6 мм и выше изготавливаются с центрирующей манжетой (рис.2). В обозначение втулок с центрирующей манжетой добавляется литера «М» Приложение Б исключить
15	15	24.11.20	Добавлены рекомендации использования СОД на трубопроводах с внутренним антикоррозионным покрытием и втулками п.7.3 и 7.4
16	16	12.01.21	Добавлены рекомендации использования СОД на трубопроводах с внутренним антикоррозионным покрытием и втулками п.7.3-7.6
17	17	17.12.21	<ol style="list-style-type: none">п.2.2.1 изложить в следующей редакции: «Втулки изготавливаются для соединений труб Ø57-Ø820 мм.В таблице 2 п.2 изменены требования к толщине наружной поверхности втулки

Условные обозначения и изображения

Условные обозначения и изображения	Наименование обозначения и изображения
— НГ —	Выкидной трубопровод проектируемый
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод проектируемый
— Хр —	Трубопровод хим. реагента
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод (существующий)
— Н —	Выкидной трубопровод (существующий)
— Ж/Д —	Железная дорога
— ЗД —	Задвижка
— К —	Клапан обратный
— П —	Трубный переход
⊙ СКЖ	Счетчик
○ скв.1	Скважина добывающая
● скв.1	Скважина нагнетательная



Экспликация сооружений

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примеч.
<u>Существующие</u>				
УА-1	Устьевая арматура скв. №№1,3,4	3	КУ-65-14-К1-УХЛ1	
УА-2	Устьевая арматура скв. №2	1	КУ-65-14-К2-УХЛ1	
КЗ-1	Камера запуска от скв. №3	1	III-ЦПП-1-100-4,0-УХЛ1-Ф	
КП-1	Камера приема от скв. №3	1	III-ЦПП-2-100-4,0-УХЛ1-Ф	
КЗ-2	Камера запуска от скв. №1,4	1	III-ЦПП-1-150-4,0-УХЛ1-Ф	
КП-2	Камера приема от скв. №1,4	1	III-ЦПП-2-150-4,0-УХЛ1-Ф	
ТКМ	Точка контроля коррозии	1	Зонд ОСК, пробоотборник	
<u>Проектируемые</u>				
КЗ-3	Камера запуска от скв. №4	1	III-УПП-1-80-4,0-УХЛ1-Ф	
КП-3	Камера приема от скв. №4	1	III-УПП-2-80-4,0-УХЛ1-Ф	
КЗ-4	Камера запуска от скв. №5	1	III-УПП-1-80-4,0-УХЛ1-Ф	
КП-4	Камера приема от скв. №5	1	III-УПП-2-80-4,0-УХЛ1-Ф	
УБПР	Устьевой блок подачи реагента	5		

2021/354/ДС88-РД-ТКР1.GCH

Строительство и обустройство скважин Габринского месторождения (модуль 14)

Изм.	Копуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Статус	Лист	Листов
Разраб.	Богданов				01.24.	П	1	
Проб.	Булдаков				01.24.			
Нач. сектора	Сидкова				01.24.	Принципиальная технологическая схема сбора нефти Габринского месторождения	НПИ	ОГМ
ГИП	Минин				01.24.			