

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120»

Проектная документация

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

Часть 1 «Технологические решения»

2019/083-PD-TKR1

Том 3.1

Договор №

2019/083

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2019

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

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

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

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

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120»

Проектная документация

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

Часть 1 «Технологические решения»

2019/083-PD-TKR1

Том 3.1

Договор №

2019/083

Заместитель директора  
по проектированию

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

Д.Ю. Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2019

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/083-PD-TKR1.S	Содержание тома 3.1	2
2019/083-PD-TKR1.TCH	Текстовая часть	3
2019/083-PD-TKR1.GCH	Графическая часть Лист 1 – Принципиальная технологическая схема	56

Согласовано:		

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл.

						2019/083-PD-TKR1.S			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 3.1	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Булдаков				11.19		П	1	1
Проверил	Минин				11.19		<b>Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»</b>		
Н.контр.	Булдаков				11.19				
ГИП	Минин				11.19				

## Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях района строительства.....	3
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	6
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта .....	7
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....	8
5	Сведения о категории и классе линейного объекта.....	9
6	Сведения о проектной мощности объекта.....	9
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	9
8	Перечень мероприятий по энергосбережению .....	10
9	Обоснование количества и типов оборудования, используемых в процессе строительства линейного объекта .....	10
10	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала.....	11
11	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта .....	11
12	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	12
12.1	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности».....	13
13	Описание решений по организации ремонтного хозяйства .....	13
14	Технологические решения нефтепровода.....	15
14.1	Описание технологии транспортировки продукта. Характеристика параметров нефтепровода. Обоснование диаметра и толщины стенки нефтепровода. Балластировка нефтепровода.....	15
14.2	Сведения о резервной пропускной способности. Состав проектируемых сооружений. Характеристика применяемых труб .....	23
14.3	Глубина заложения нефтепровода. Пересечения нефтепровода с инженерными коммуникациями, автодорогами, водными преградами. Запорная арматура. Изоляция трубопроводов. Подключение к существующим коммуникациям. Надежность и устойчивость трубопровода. Нагрузки и воздействия на трубопровод. Диагностика состояния нефтепровода.	

Согласовано:		

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл.

2019/083-PD-TKR1.TCH

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
						П	1	54
Разработал	Булдаков				11.19	<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ</b>  <b>Проектный центр</b> <b>«ПНИПУ-Нефтепроект»</b>		
Проверил	Минин				11.19			
Н.контр.	Булдаков				11.19			
ГИП	Минин				11.19			

Указательные знаки. Охранные зоны .....	24
14.4 Мероприятия по защите трубопровода от перегрева или замерзания .....	29
14.5 Мероприятия по защите трубопровода от перегрева или замерзания .....	29
15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов; выбросы в атмосферу. Мероприятия по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к оборудованию, техническим устройствам, материалам .....	33
16 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технических регламентов; мероприятия по предотвращению и сокращению выбросов вредных веществ в окружающую среду .....	34
16.1 Общие положения .....	34
16.2 Основные технические решения, средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства, охране окружающей среды .....	35
16.3 Порядок технического расследования причин аварий и инцидентов, происшедших на объекте .....	36
17 Перечень нормативной литературы .....	38
Приложение А .....	40
Таблица регистрации изменений.....	54

Изн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/083-PD-TKR1.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			2	

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

В административном отношении район изысканий расположен на территории Октябрьского городского округа Пермского края. На землях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», землях Дорохова Е.В., СПК (колхоз) «Авангард», неразграниченных землях государственной собственности в границах Октябрьского городского округа, землях Хуснуллина В.И., землях ГКУ «Октябрьское лесничество» Чадское участковое лесничество, МО «Октябрьский городской округ» Пермского края, МО «Верх-Тюшевское сельское поселение Октябрьского городского округа Пермского края», землях Перешеиной Г.В.. В кадастровых кварталах 59:27:1251003, 59:27:1971001, 59:27:1271001, 59:27:1021001.

Проезд к месту работы осуществляется в любое время года по асфальтированным автодорогам «Пермь – Екатеринбург», «Голдыри – Орда – Октябрьский», далее по проселочным и промышленным дорогам.

Ближайшие населённые пункты: Тюш, Дороховка.

В геологическом строении изысканной территории по результатам бурения инженерно-геологических скважин до глубины 2.0-9.0м, с учетом материалов изысканий прошлых лет принимают участие четвертичные техногенные (tQ) и делювиальные (dQ) грунты, карстово-обвальные образования (N-Q).

С поверхности практически повсеместно развит почвенно-растительный слой, с корнями и без корней деревьев, мощностью 0.1-0.3м.

Четвертичная система (Q)

Техногенные грунты (tQ)

Техногенные грунты представлены суглинками, глинами.

Глина темно-коричневая, светло-коричневая легкая пылеватая твердая, по-лутвердая, в скважине 2 - с единичными включениями дресвы и щебня известняка. Встречена с поверхности и на глубине 0.2м под щебеночной подсыпкой по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» на участках перехода через навалы грунты и насыпи дороги (ПК0+21.1-ПК0+24.1, ПК0+45.2-ПК0+55.9, ПК5+73.2-ПК5+86.8, ПК88+80.5-ПК88+99). Мощность 0.4-1.2м.

Суглинок коричневый твердый. Распространен с поверхности по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» на участке перехода через обваловку (ПК95+40.6-ПК95+43.7). Мощность 0.9м.

Грунты слежавшиеся, отсыпаны «сухим» способом. Давность отсыпки более 5 лет.

Делювиальные грунты (dQ)

Суглинок коричневый, темно-коричневый легкий пылеватый, тяжелый пылеватый твердый и полутвердый, в скважине 8б - с единичными включениями дресвы и щебня известняка, в скважинах 61-64 - суглинок коричневый с дресвой известняка (16,48-17.08%) полутвердый. Вскрыт с

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-ТКR1.ТСН	Лист
							3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

поверхности и на глубине 0.2-3.0м под почвенно-растительным слоем, глинами на площадке камеры пуска очистных и диагностирующих устройств, по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» (ПК0+55.9-ПК2, ПК28+27.4-ПК30+66.7, ПК94+86.9-ПК95+46.32(к.тр.)). Мощность 1.1-3.0м.

Глина коричневая легкая пылеватая от твердой до тугопластичной. Встречена практически повсеместно, за исключением площадки под проект.СКЗ-1, трассы ЭХЗ-1, с поверхности и на глубине 0.2-1.3м под почвенно-растительным слоем, щебеночной подсыпкой, техногенными грунтами, суглинками. Мощность 0.2-6.1м.

#### Карстово-обвальные образования (N-Q)

Дресвяный грунт с суглинистым, глинистым коричневым, светло-коричневым, коричневато-серым твердым, полутвердым, туго- и мягкопластичным заполнителями (43.52-49.99%), дресва и щебень известняка (50.01-56.48%) сильновыветрелые, пониженной прочности; неоднородный, с единичными глыбами известняка. Вскрыт на всех проектируемых площадках, по трассам ЭХЗ-1, ЭХЗ-2, нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» (ПК0-ПК6+7.1, ПК8-ПК14+74.8, ПК18+90.8-ПК28+35.3, ПК28+92.1-ПК30+57.9, ПК52+38.2-ПК52+82.4, ПК71+56.2-ПК73+57.3, ПК91-ПК94+90.8) с поверхности и на глубине 0.1-6.3м под почвенно-растительным слоем, суглинками с дресвой, глинами. Мощность 0.7-5.8м.

Щебенистый грунт: щебень, дресва известняка пониженной прочности, сильновыветрелые (70,84-92.21%), заполнитель - супесь коричневая, светло-коричневая твердая, суглинок коричневый, светло-коричневый, коричневато-серый твердый, полутвердый (7.79-29.16%), с единичными глыбами известняка. Распространен по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» (ПК14+65.3-ПК19, ПК30+48-ПК47+59.1, ПК50-ПК66+31.9, ПК76-ПК81+82.4) на глубине 0.3-3.2м под водой, глинами. Мощность 0.8-4.7м.

Щебенистый грунт с суглинистым коричневым тугопластичным и супесчаым коричневым твердым заполнителями (33.42-41.1%), щебень и дресва известняка серого малопрочные (58.9-66.58%); неоднородный, с единичными глыбами известняка. Встречен по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» (ПК47+34.6-ПК50+25.6, ПК94+86.9-ПК95+46.32 (к.тр.)) на глубине 1.1-2.0м под суглинками, глинами. Мощность 2.0-2.9м.

Подземные воды на период изысканий (июль, август 2019 года), а также по результатам изысканий прошлых лет [10, 13], инженерно-геологическими скважинами до глубины 2.0-9.0м не встречены.

В периоды интенсивного таяния снега, ливневых затяжных дождей на участках ПК4+27-ПК4+51.1, ПК13+67.5-ПК13+99, ПК28+52.1-ПК28+67.5, ПК52+11.5-ПК52+45.5, ПК90+97.7-ПК91+20.6 по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120», а также на площадке камеры приема очистных и диагностирующих устройств (в районе позиций 2 и 3) возможно формирование маломощного локально распространенного горизонта подземных вод типа «верховодка» на глубине 0.0-1.5м.

На остальных участках трассы нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» и площадки камеры приема очистных и диагностирующих устройств (поз.1), а

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инв. №подл.	2019/083-PD-TKR1.TCH						Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	4

также по трассе трубопроводов от т.врезки с выкидных трубопроводов скв.264,267 до проектируемого нефтепровода, по трассам ЭХЗ-1, ЭХЗ-2, и на площадках камеры пуска очистных и диагностирующих устройств и под проект.СКЗ-1 и СКЗ-2, где подземные воды на период изысканий не встречены, при организованном поверхностном стоке в дальнейшем появление их маловероятно.

По подтопляемости территории, согласно прил. И СП 11-105-97, часть II, участки ПК15+89.6-ПК16+44, ПК17+4.9-ПК17+29.9 по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» относятся к I-A типу (подтопленные в естественных условиях).

Участки ПК4+27-ПК4+51.1, ПК13+67.5-ПК13+99, ПК28+52.1-ПК28+67.5, ПК52+11.5-ПК52+45.5, ПК90+97.7-ПК91+20.6 по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120», а также площадка камеры приема очистных и диагностирующих устройств (в районе позиций 2 и 3) относятся к II-A1 типу (потенциально подтопляемые в результате длительных климатических изменений).

Остальные участки трассы нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120, а также трасса трубопроводов от т.врезки с выкидных трубопроводов скв.264,267 до проектируемого нефтепровода относятся к III-A типу (неподтопляемые) по подтопляемости территории.

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства, согласно СП 131.13330.2012, район работ относится к строительно-климатическому подрайону 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 происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев. С высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

Особое значение, как фактор климата, имеет циклоническая деятельность, которая усиливает меридиональный обмен воздушных масс. Таким образом, увеличивается климатическое значение адвекции. Непосредственным результатом этого является большая временная и пространственная изменчивость всех метеорологических характеристик и погоды в целом.

Средняя годовая температура воздуха в районе составляет плюс 1.5 °С. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 14.5 °С. Абсолютный минимум температуры составил минус 52 °С.

Самым теплым месяцем является июль. Средняя температура июля составляет плюс 17,2 °С. Абсолютный максимум температуры составил плюс 35 °С.

Продолжительность холодного периода по метеостанции Октябрьский составляет 247 дней, продолжительность теплого периода – 118 дней.

Количество осадков за период с ноября по март составляет 230 мм.

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



Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 482 мм. Суточный максимум осадков по метеостанции Октябрьский составляет 78 мм.

В период с декабря по февраль и с марта по апрель преобладают ветры юго-западного направления, в период с июля по август – западные.

Подробная климатическая характеристика района работ приведена в 3 томе отчета.

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к склоново-водораздельному пространству рек Тюш и Сухой Сарс, к долине реки Тюш. Естественная поверхность в районе работ подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов, автодорог.

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

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСП-2015 и карты ОСП-2015-В (СП 14.13330), район расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет указанных на карте значений интенсивности сейсмических воздействий, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 лет; согласно карты ОСП-2015-С, район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 6 баллов по шкале MSK-64 с 1% вероятностью возможного превышения в течение 50 лет указанных на карте значений интенсивности сейсмических воздействий, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 5000 лет.

Согласно СП 14.13330 по сейсмическим свойствам категория техногенных грунтов (глина, суглинок), суглинков, суглинков с дресвой, глин, твердых, полутвердых при коэффициенте пористости  $e < 0.9$ , дресвяных грунтов с суглинистым, глинистым заполнителем, щебенистых грунтов, щебенистых грунтов с суглинистым, супесчаным заполнителем - II; суглинков с дресвой полутвердых, глин твердых, полутвердых при коэффициенте пористости  $e \geq 0.9$ , глин тугопластичных – III.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330, категория опасности выявленных природных процессов (землетрясения, подтопление) – умеренно опасные, по пучению и карсту – опасные.

Согласно районированию К.А. Горбуновой Пермской области по карсту вся территория исследований приурочена к району карбонатного карста Уфимского плато.

Степень закарстованности территории различная, что обусловлено особенностями геологического строения, геоморфологическим проложением и гидрогеологическими условиями.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
Индв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

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

На основании данных бурения, результатов полевых и лабораторных исследований грунтов в геолого-литологическом разрезе изысканной территории, согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2011, выделено 6 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

ИГЭ-1 – Техногенный грунт: глина, суглинок (tQ);

ИГЭ-2 – Суглинок легкий пылеватый, тяжелый пылеватый, суглинок с дресвой, твердый, полутвердый (dQ);

ИГЭ-3 – Глина легкая пылеватая твердая, полутвердая (dQ);

ИГЭ-3а – Глина легкая пылеватая тугопластичная (dQ);

ИГЭ-4 – Дресвяный грунт с суглинистым, глинистым заполнителем (N-Q);

ИГЭ-5 – Щебенистый грунт, щебенистый грунт с суглинистым, супесчаным заполнителем (N-Q).

Для определения деформационных свойств (модуля деформации) грунтов выполнены испытания грунтов штампами  $S=600\text{см}^2$  на глубине 0.7-2.0м. Испытания проводились в соответствии с ГОСТ 20276-2012. Местоположение точек испытаний показано на топографических планах масштаба 1:500 в техническом отчете по результатам инженерно-геодезических изысканий, а также на картах фактического материала (2019/083-ИГИ2-Г.2÷4). Модуль деформации грунта (E, МПа (кгс/см<sup>2</sup>)) вычислен по формуле 5.2 ГОСТ 20276-2012. Результаты расчета модуля деформации приведены в приложении М.

Так как при испытании грунтов в полевых условиях штампом отклонение результатов от среднего (для каждого выделенного инженерно-геологического элемента) составило не более 25%, их количество ограничено результатами двух испытаний, согласно п.5.3.19 СП 22.13330.2016.

По результатам лабораторных химических анализов водных вытяжек из грунтов была выполнена оценка их коррозионной агрессивности к бетону и железобетону.

Грунты по степени агрессивного воздействия сульфатов на бетонные кон-струкции (приложение Т), согласно табл. В.1 СП 28.13330, неагрессивные.

Грунты по степени агрессивного воздействия хлоридов на арматуру в железобетонных конструкциях (приложение Т), согласно табл. В.2 СП 28.13330, неагрессивные.

В пределах района работ грунты в зоне сезонного промерзания (до глубины 1.61-2.37м) грунты проявляют пучинистые свойства.

По степени морозной пучинистости, согласно лабораторным исследованиям техногенные глины (ИГЭ-1) являются слабопучинистыми ( $\epsilon_{fh} - 1.70\%$ ); суглинки твердые, полутвердые (ИГЭ-2) - слабопучинистыми ( $\epsilon_{fh} - 1.50\%$ ); глины твердые, полутвердые (ИГЭ-3) - слабопучинистыми ( $\epsilon_{fh} - 2.40\%$ ); глины тугопластичные (ИГЭ-3а) - среднепучинистыми ( $\epsilon_{fh} - 4.40\%$ ); дресвяные грунты с суглинистым, глинистым заполнителем (ИГЭ-4) –

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

слабопучинистыми ( $\epsilon_{fh} - 2.10\%$ ); щебенистые грунты, щебенистые грунты с суглинистым, супесчаным заполнителем (ИГЭ-5) – слабопучинистыми ( $\epsilon_{fh} - 1.30\%$ ) грунтами.

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

Территория района изысканий относится к гидрогеологической области карстовых вод Уфимского плато.

На всей территории развит Соликамский карбонатно-терригенный водоносный комплекс.

Соликамский водоносный комплекс

Соликамский водоносный комплекс в целом представляет собой хорошо проницаемую известняково-мергелисто-песчаниковую толщу. Водовмещающими являются известняки, мергели, песчаники, водоупорами прослойки глины и алевролитов.

Фильтрационные свойства пород обусловлены эффективной трещиновато-стью. Значения коэффициентов фильтрации изменяются в пределах 0,1-41,9 м/сут, при преобладающих значениях 10-30 м/сут.

Выше эрозионного вреза развиты трещинно-грунтовые воды, как правило, безнапорные или обладающие слабым напором (напор появляется в случае перекрытия толщи локальными водоупорами). Глубина залегания трещинно-грунтовых вод фиксируется по колодцам и скважинам от 2 до 10 м.

Трещинно-пластовые воды развитые ниже эрозионного вреза вскрываются скважинами на глубинах 25,0-80,0 м.

Дебиты скважин изменяются от 0,026 до 10 л/с. Дебиты родников – от 0,1 до 2,0 л/с.

Химический состав трещинно-грунтовых вод достаточно разнообразный. В верхней части преобладают гидрокарбонатно-кальциевые и гидрокарбонатно-кальциево-магниевые воды. Химический состав подземных вод ниже эрозионного вреза отличается большим разнообразием, преобладают хлоридные, хлоридно-сульфатные, сульфатно-хлоридные воды. Минерализация вод в зоне дренирования обычно не превышает 0,5 г/дм<sup>3</sup>, однако на локальных участках она увеличивается до 1 г/дм<sup>3</sup>, иногда 2,4 г/дм<sup>3</sup>. В нижней части горизонта минерализация достигает 10,6 г/дм<sup>3</sup>.

Основным источником питания вод служат атмосферные осадки, подток вод из нижележащих горизонтов.

Подземные воды на период изысканий (июль, август 2019 года), а также по результатам изысканий прошлых лет инженерно-геологическими скважинами до глубины 2,0-9,0 м не встречены.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-ТКР1.ТСН	Лист
										8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

## 5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Проектируемый нефтепровод ГЗУ-01401-С – ДНС-0120 относится к III классу, категории «С» согласно п.7.1.3 и п.7.1.5 ГОСТ Р 55990-2014. Категория участков нефтепровода представлена в графической части тома 2.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, таблица 1 транспортируемый продукт относится к категории 6.

Категории участков соответствуют категории В:

- переход через р. Тюш и прибрежные участки по 25м от среднемеженного горизонта воды;
- территории подверженные карстовым явлениям
- узлы пуска и приема ВТУ, узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним. Трубопроводы на участках подхода к площадкам НС, НПС, УКПГ, УППГ, ГПЗ, ДКС и СПХГ в пределах 250 м от ограждения.

## 6 Сведения о проектной мощности объекта

Настоящей проектной документацией, согласно заданию на проектирование, техническим условиям, предусматривается строительство нефтепровода ГЗУ-01401-С – ДНС-0120».

Проектной документацией предусматривается демонтаж выведенного из эксплуатации трубопровода. Демонтаж описан в Разделе 6 «Проект организации работ по сносу (демонтажу) линейного объекта».

В соответствии с заданием на проектирование, максимальная перспективная загрузка нефтепровода с учётом 20% запаса составит:

- по жидкости  $Q_{ж}=1906$  м<sup>3</sup>/сут;
- по нефти  $Q_{н}=940$  т/сут.

С рабочим давлением в нефтепроводе до 4,0 МПа.

Режим работы -круглосуточный, непрерывный.

Принципиальная технологическая схема нефтепровода представлена 2019/083-PD-TKR1.GCH-1.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
							9
Индв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

Таблица 7.1 Характеристика проектируемых сооружений.

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Нефтепровод ГЗУ-01401-С – ДНС-0120	м	9501	Труба стальная электросварная тип 1 - 273х6,0 – сталь В20 (К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным

Для защиты внутреннего сварного шва предусматриваются втулки марки CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014.

### 8 Перечень мероприятий по энергосбережению

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

Так как вязкость нефти низкая и предусмотрена подземная про-кладка нефтепровода, то электроэнергии на нагрев не требуется.

Управление технологическим процессом перекачки нефти осуществляется на УППН «Павловка».

Согласно заданию на проектирование и техническим условиям выполняется замена участка нефтепровода, автоматизированные системы управления технологическим процессом не предусматриваются. Контроль состояния нефтепровода осуществляется наружным осмотром и по показаниям приборов, измеряющих давление. Контроль технологических параметров работы нефтепровода осуществляется круглосуточно оператором пульта управления добычи нефти и газа ЦДНГ-1.

### 9 Обоснование количества и типов оборудования, используемых в процессе строительства линейного объекта

Тип и количество оборудования, используемого при строительстве нефте-провода приведено в томе 5 раздел 5 «Проект организации строительства».

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		10

## 10 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала

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

Нефтепровод ГЗУ-01401-С – ДНС-0120 находится в зоне ответственности бригады по добыче нефти и газа №0106 ЦДНГ №1.

Численность бригады установки по подготовке и перекачке нефти №0106

30 человека в том числе:

- мастер по добыче нефти, газа и конденсата - 1 человек;
- оператор по добыче нефти и газа 6 разряда - 1 человек;
- оператор по добыче нефти и газа 5 разряда - 3 человек;
- оператор по добыче нефти и газа 4 разряда - 25 человек;

Режим работы

Для мастера: продолжительность смены 8 часов с 08-00 до 17-00. Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12-00 до 13-00.

Для операторов по добыче нефти и газа (обслуживающих фонд скважин) – сменный/ суммированный учёт рабочего времени.

Первая смена (день) с 08-00 до 17-00 работа по скользящему графику 5 дней рабочих, 2 дня выходных, продолжительность смены 8,0 часов. Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12-00 до 13-00.

Для операторов по добыче нефти и газа (обслуживающих ДНС) – сменный/ суммированный учёт рабочего времени.

Первая смена (день) с 08-00 до 20-00, продолжительность смены 11,0 часов. Перерыв для отдыха и питания 1 час с 12-00 до 13-00.

Вторая смена (ночь) с 20-00 до 08-00, продолжительность смены 11,5 часов. Перерыв для отдыха и питания 0,5 часа с 00-00 до 00-30.

Обход проектируемого участка нефтепровода линейными обходчиками осуществляется:

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

Текущий и аварийный ремонт будет проводиться персоналом бригады по добыче нефти и газа ЦДНГ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с привлечением, по необходимости, специализированных сервисных организаций, согласно составленных и утвержденных месячных планов работ.

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

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий,

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
							11
Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

соблюдения правил по промышленной безопасности, охраны труда и снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

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

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

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

Управление технологическим процессом транспорта нефти осуществляется на УППН «Павловка».

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

К объектам подлежащим контролю относятся узлы запорной арматуры.

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

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

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

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

## 13 Описание решений по организации ремонтного хозяйства

Объемы ремонтных работ на нефтепроводе и сроки их выполнения определяются по результатам осмотров, диагностических обследований, ревизий по прогнозируемым режимам транспортировки нефти, установленному предельному рабочему давлению, анализу эксплуатационной надежности, актов-предписаний представителей Управления охраны труда, промышленной и экологической безопасности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в соответствии с местными условиями и требованиями безопасности.

Ремонт нефтепровода подразделяется на планово- предупредительный и аварийный.

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

Текущий ремонт - минимальный по объему и содержанию плановый ремонт, осуществляемый в процессе эксплуатации и заключающийся в систематически и своевременно проводимых работах по предупреждению преждевременного износа линейных сооружений, по устранению мелких повреждений и неисправностей.

Текущий ремонт подразделяется на:

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

К текущему ремонту нефтепровода относится:

- ликвидация мелких повреждений земляного покрова над нефтепроводом;
- устройство и очистка водоотводных канав, вырубка кустарников;
- очистка внутренней полости нефтепровода;
- проверка состояния шурфованием и ремонт изоляции нефтепровода;
- ревизия и ремонт запорной арматуры, связанные с заменой сальника и смазки;
- ремонт ограждений арматуры, береговых укреплений, переходов нефтепровода через водные преграды;
- проверка фланцевых соединений, крепежа, уплотнительных колец;

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		13



- замер толщины стенок нефтепровода ультразвуковым толщиномером;
- подготовка линейных объектов нефтепровода к эксплуатации в осенне-зимних условиях, в период весеннего паводка и устранение мелких повреждений, причиненных весенним паводком;
- окраска линейных сооружений.

Мероприятия по текущему ремонту нефтепровода проводятся в основном без остановки перекачки персоналом бригады по добыче нефти и газа ЦДНГ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» с привлечением, по необходимости, специализированных сервисных организаций, согласно составленных и утвержденных месячных планов работ.

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

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

К капитальному ремонту линейной части нефтепровода относятся:

- все работы, выполняемые при текущем ремонте;
- вскрытие траншей нефтепровода, осмотр и частичная замена изоляции;
- ремонт или замена дефектных участков нефтепровода и запорной арматуры, их переиспытание;
- замена фланцевых соединений, кронштейнов, опор и хомутов с последующим креплением нефтепровода к ним;
- просвечивание швов;
- продувка или промывка, испытание нефтепровода на прочность и плотность;
- окраска надземных частей нефтепровода;
- ремонт ограждений;
- сооружение защитных кожухов на пересечении с автомобильными дорогами, водными преградами;
- ремонт и сооружение новых защитных противопожарных сооружений.

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

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

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

## 14 Технологические решения нефтепровода

### 14.1 Описание технологии транспортировки продукта. Характеристика параметров нефтепровода. Обоснование диаметра и толщины стенки нефтепровода. Балластировка нефтепровода

Продукция скважин Дороховского месторождения после сепарации транс-портируется по давлением создаваемым насосами на ДНС-0111 до ДНС-0120.

Настоящей проектной документацией, согласно заданию на проектирование и техническим условиям, предусматривается строительство участка нефтепровода «ДНС-0111 – ДНС-0120» от ГЗУ-01401-С до ДНС-0120.

Проектом предусматриваются узлы подключения существующих трубопроводов от ГЗУ-01404 (Куст №15), 01405, скважины №267 и узел для перспективного подключения скважины №81 Дороховского месторождения. Подключение к проектируемым узлам ГЗУ-01404 (Куст №15), 01405 и скважины №267 предусматривается путем замены участка трубопровода от точки врезки до проектируемого узла.

Источником сырья является нефть Дороховского месторождения Пермского края ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

В соответствии с заданием на проектирование, максимальная перспективная загрузка нефтепровода с учётом 20% запаса составит:

- по жидкости  $Q_{ж}=1906 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- по нефти  $Q_{н}=940 \text{ т/сут}$ .

С рабочим давлением в нефтепроводе до 4,0 МПа.

Режим работы -круглосуточный, непрерывный.

Принципиальная технологическая схема нефтепровода представлена 2019/083-PD-TKR1.GCH-1.

Физико-химические свойства и состав нефти и попутного газа Дороховского месторождения приведены в таблицах 14.1.1, 14.1.2.

Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		15

Таблица 14.1.1 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Дороховского месторождения

Наименование параметра	Численные значения
	диапазон значений
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	848-871
Вязкость динамическая по поверхностным пробам, мПа*с:	
при 20°C	5,38-12,72
при 50°C	2,59-4,92
Температура застывания, °C	-3 -43,5
Массовое содержание, %	
серы	0,64-1,64
смола силикагелевых	5,81-14,77
асфальтенов	0,81-1,68
парафинов	1,89-5,62
Температура плавления парафина, °C	49,5-58,4

Таблица 14.1.2 - Физико-химические свойства и компонентный состав нефтяного газа Дороховского месторождения.

Показатель	Единица измерения	Значение
1. Компонентный состав:		
- сероводород		0,15
- двуокись углерода		0,35
- азот		16,72
- гелий		0,06
- метан		57,15
- этан		14,06
- пропан		7,96
- i-бутан		0,97
- n-бутан		1,68
- i-пентан		0,40
- n-пентан		0,31
- гексаны		0,19
- гептаны		-
- октаны		-
2. Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	1,000
3. Относительная плотность газа (по воздуху)	Доли ед.	0,83

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

## Гидравлический расчёт нефтепровода

Гидравлический расчет выполнен в программном комплексе «OLGA».

Гидравлический расчет нефтепровода выполнен на наилучшие (самые сложные ) условия транспорта нефти. В соответствии заданию на проектирование.

Схема гидравлического расчета нефтепровода приведена в приложении А.

Согласно гидравлическому расчёту в проекте предусматривается трубопровод с наружным диаметром 273 мм.

## Расчёт толщины стенки нефтепровода

Проектом предусматривается внутреннее эпоксидное покрытие по ТУ 1390-001-60700040-2012 для защиты трубопровода от воздействия сероводорода.

Расчёт толщины стенки трубопровода (линейная часть) выполнен по фор-муле п. 12.2.1 (Трубопроводы транспортирующие продукты не содержащие сероводород) ГОСТ Р 55990 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».

$$t_d = \max\{t_u; t_y\}$$

Толщина стенки, определяема по пределу прочности

$$t_u = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_u}$$

Толщина стенки, определяема по пределу текучести

$$t_y = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_y}$$

где

$p$  – рабочее давление трубопровода, МПа;

$\gamma_{fp}$  - коэффициент надёжности по нагрузке(внутреннему давлению);

$D$  – наружный диаметр трубы, мм;

$R_u$ - расчётное сопротивление материала труб по прочности, МПа;

$R_y$ - расчётное сопротивление материала труб по текучести, МПа.

$$R_u = \frac{\gamma_d}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_u;$$

$$R_y = \frac{\gamma_d}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y,$$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 14.1.3, результаты расчета приведены в таблице 14.1.4.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		

Таблица 14.1.3 – Исходные данные для расчётов толщины стенки трубопроводов

Обозначение	Описание	Источник	Значение
$\gamma_{fp}$	коэффициент надёжности по нагрузке(внутреннему давлению)	ГОСТ Р 55990, таблица 11	1,15
$p$	Максимальное рабочее давление, МПа		4,0
$D$	Наружный диаметр трубы	Гидравлический расчёт	273
$\sigma_u$	Нормативный предел прочности(временное сопротивление), МПа	Сталь 20	412
$\sigma_y$	Нормативный предел текучести, МПа	Сталь 20	245
$\gamma_d$	Коэффициент условий работы для трубопроводов, транспортирующих продукты не содержащие сероводород	ГОСТ Р 55990, таблица 13	0,637
$\gamma_{mi}$	Коэффициент надёжности по материалу труб при расчёте по прочности	ГОСТ Р 55990, таблица 12	1,55
$\gamma_{my}$	Коэффициент надёжности по материалу труб при расчёте по текучести	ГОСТ Р 55990, п.12.1.8	1,15
$\gamma_n$	Коэффициент надёжности по ответственности трубопровода	ГОСТ Р 55990, п.п. 12.1.6	1,1

Таблица 14.1.4 – Результаты расчёта толщины стенок

$D, \text{мм}$	$R_u, \text{МПа}$	$R_y, \text{МПа}$	$t_w, \text{мм}$	$t_y, \text{мм}$	$t_d, \text{мм}$
273	153,93	123,37	4,08	5,09	5,1

Потребность в трубах, принятая толщина стенки, характеристика рекомендуемых труб приведены в таблице 14.1.5.

Согласно проектной документации предусматривается срок эксплуатации трубопровода с внутренним эпоксидным покрытием не менее 25 лет.

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Ив. №подл.							Лист
			2019/083-PD-TKR1.TCH						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				18

Таблица 14.1.5 – Характеристика рекомендуемых труб

Наименование трубопровода	Характеристика рекомендуемых труб							Примечание
	ГОСТ, марка стали	Предел текучести $\sigma_y$ , МПа	Временное сопротивление $\sigma_u$ , МПа	Расчетное давление, $p$ , МПа	Наружный диаметр $D$ , мм	Расчетная толщина стенки $t_d$ , мм	Принятая толщина стенки, мм	
Нефтепровод «ГЗУ-01401-ДНС-0120»	В20	245	412	4,0	273	5,1	6,0	С заводским наружным трехслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным покрытием

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

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

Согласно выполненному расчёту к строительству рекомендуется труба диаметром 273 мм с толщиной стенки 6 мм.

Состав проектируемого сооружения приведён в таблице 14.1.6.

Таблица 14.1.6 Состав проектируемого сооружения

п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол.	Характеристика
1	Нефтепровод «ГЗУ-01401-ДНС-0120»	м	9501	Труба стальная электросварная тип 1 - 273х6,0 – сталь В20 (К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным

Для защиты внутреннего сварного шва предусматриваются втулки марки CPS по ТУ 1390-001-09308923-2014.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

## Расчет всплытия трубопровода на сырых участках

Расчет всплытия трубопровода в пределах р. Тюш.

Расчет нефтепровода против всплытия произведен для нефтепровода при переходе через р. Тюш (трубопровод 273х6,0). Нефтепровод проложен в защитном кожухе 530х10,0.

Длина участка на переходе через русло с укладкой протаскиванием по дну,  $L=46,0$  м.

Расчет выполнен по формуле (12.48) ГОСТ Р 55990-2014 и согласно методике, изложенной в книге «Промысловые трубопроводы и оборудование», авторы - Ф.М.Мустафин, А.И.Быков, А.Г.Гумеров и др., Москва, «Недра», 2004.

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

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

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

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

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

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

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на нефтепровод:

$$q_e = \gamma_e \frac{\pi D_{н.и}^2}{4}, \text{ где}$$

$\gamma_e$  - удельный вес воды, с учетом содержания солей и мехпримесей, принимаем  $\gamma_e = 11000$  Н/м<sup>3</sup> (при плотности воды 1050 кг/м<sup>3</sup>),

$D_{н.и}$  - наружный диаметр трубы с учетом изоляции, м:

$$D_{н.и} = D_n + 2t_i = 0,53 + 2 \cdot 0,003 = 0,536 \text{ м, где}$$

$D_n$  - наружный диаметр трубопровода, м,

$t_i$  - толщина изоляции ( по информации завода-изготовителя труб), м.

Тогда:

$$q_e = \gamma_e \frac{\pi D_{н.и}^2}{4} = 11000 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,536^2}{4} = 2480,80 \text{ Н / м}$$

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

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho_{min}^3}, \text{ где}$$

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

$\beta$  - угол поворота оси трубопровода, рад;

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

Взаим. инв. №						Лист
Подпись и дата						Лист
Инв. №подл.						Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

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

Величина балластировки в воде рассчитывается по формуле:

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{n_{\sigma}} (k_{нв} \cdot q_{в} + q_{изг} - q_{тр}), \text{ где}$$

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

$k_{нв}$  - коэффициент надежности против всплытия,  $k_{нв}=1,1$ ;

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

Расчет ведём для незаполненного трубопровода(кожуха), как для наиболее худшего варианта:

$$q_{тр} = n_{с.в.} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2), \text{ где}$$

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

$\gamma_m$  - удельный вес материала, из которого изготовлены трубы, для стальной трубы  $\gamma_m=78500 \text{ Н/м}^3$

$$q_{тр} = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} (0,530^2 - 0,510^2) = 1217,66 \text{ Н / м},$$

Тогда величина балластировки в воде равна:

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{0,95} (1,1 \cdot 2480,80 - 1217,66) = 1586,781 \text{ Н / м}$$

Объем пригруза принимаем ( $V_{г}$ )  $0,32 \text{ м}^3$  (Утяжелитель железобетонный кольцевой 2-УТК530-12), вес на воздухе ( $Q_{г.в.}$ )=740 кг, тогда максимальное расстояние между центрами одиночных грузов, используемых для балластировки, определяется по формуле:

$$l_2 = \frac{Q_2 g - \gamma_в \cdot V_2}{q_{бал.в}^н} = \frac{740 \cdot 9,81 - 11000 \cdot 0,32}{1586,781} = 2,36 \text{ м}$$

Принимаем расстояние между центрами одиночных грузов, используемых для балластировки равным 2,0 м, тогда общее число грузов, необходимых для участка трубопровода длиной  $L=46,0 \text{ м}$  составляет:

$$n = \frac{L}{l_2} = \frac{46}{2} = 23 \text{ шт.}$$

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

$$Q_{act} = k_{н.в} \cdot q_{в} = 1,1 \cdot 2480,80 = 2728,88 \text{ Н / м}$$

$$Q_{pas} = q_{тр} + n \cdot Q_{г.вод} / L = 1217,66 + 23 \cdot 3739,4 / 46 = 3087,36 \text{ Н / м}, \text{ где}$$

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

$$Q_{г.вод} = Q_2 \cdot g - \gamma_в \cdot V_2 = 740 \cdot 9,81 - 11000 \cdot 0,32 = 3739,4 \text{ Н / м}$$

Тогда:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
							21
Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					



$$2728,88 \leq \frac{3087,36}{1,1} (2806,69 \text{ Н / м})$$

Условие выполняется.

Вывод: для исключения вероятности всплытия кожуха в пределах прогнозируемого размыва р.Тюш (глубина 0,7м) ПК15+83,1-ПК16+29,1 предусматриваются кольцевые железобетонные утяжелители типа 2-УТК530-12 с шагом 2 м в количестве 23шт.

*Расчет всплытия трубопровода на сырых участках, и в пределах пойменных частей рек проложенного без кожуха.*

*Длина сырого участка 19,1м (ПК4+29,8-ПК4+48,9)*

Расчет выполнен по вышеизложенной методике.

Расчетная выталкивающая сила воды, действующая на нефтепровод:

$$q_6 = \gamma_6 \frac{\pi D_{н.у}^2}{4} = 11000 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,279^2}{4} = 672,15 \text{ Н / м}, \text{ где}$$

$$D_{н.у} = D_n + 2t_u = 0,273 + 2 \cdot 0,003 = 0,279 \text{ м}$$

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

$$q_{mp} = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} (0,273^2 - 0,257^2) = 496,43 \text{ Н / м},$$

Тогда величина балластировки в воде равна:

$$q_{бал.в}'' = \frac{1}{n_\sigma} (k_{нев} \cdot q_6 - q_{mp}) = \frac{1}{0,95} (1,1 \cdot 672,15 - 496,43) = 255,73 \text{ Н / м}$$

Объем пригруза ( $V_r$ ) принимаем  $0,14 \text{ м}^3$  (Утяжелитель железобетонный клиновидный УБК 273), вес утяжелителя на воздухе ( $Q_{г.в.}$ ) = 340 кг, тогда максимальное расстояние между центрами одиночных грузов, используемых для балластировки, определяется по формуле:

$$l_2 = \frac{Q_{г.в.} \cdot g - \gamma_6 \cdot V_r}{q_{бал.в}''} = \frac{340 \cdot 9,81 - 11000 \cdot 0,14}{255,73} = 7,02 \text{ м};$$

Принимаем расстояние между центрами одиночных грузов, используемых для балластировки равным 6,0 м, тогда общее число грузов, необходимых для участка трубопровода длиной  $L=19,1$  м составляет:

$$n = \frac{L}{l_2} = \frac{19,1}{6,0} \approx 3 \text{ шт.}$$

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

$$Q_{act} = k_{нев} \cdot q_6 = 1,1 \cdot 672,15 = 739,36 \text{ Н / м}$$

$$Q_{pas} = q_{mp} + n \cdot Q_{г.вод} / L = 496,43 + 3 \cdot 1795,4 / 19,1 = 778,43 \text{ Н / м}, \text{ где}$$

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

$$Q_{г.вод} = Q_{г.в.} \cdot g - \gamma_6 \cdot V_r = 340 \cdot 9,81 - 11000 \cdot 0,14 = 1795,4 \text{ Н / м}$$

Тогда:

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инв. №подл.							2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

$$739,36 \leq \frac{778,43}{1,1} (707,66H / м)$$

Условие выполняется.

Для исключения вероятности всплытия нефтепровода на сырых участках ПК4+29,8-ПК4+48,9; ПК13+67,6-ПК13+98,4; ПК16+29,1-ПК16+41,5; ПК17+6,4-ПК17+27; ПК28+55,6-ПК28,65,5 предусматривается установка пригрузов железобетонных типа (УБК-273) с шагом не более 6 м.

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

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

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		23

**14.3 Глубина заложения нефтепровода. Пересечения нефтепровода с инженерными коммуникациями, автодорогами, водными преградами. Запорная арматура. Изоляция трубопроводов. Подключение к существующим коммуникациям. Надежность и устойчивость трубопровода. Нагрузки и воздействия на трубопровод. Диагностика состояния нефтепровода. Указательные знаки. Охранные зоны**

Толщина стенки нефтепровода проверена расчетом, что обеспечивает прочность нефтепровода.

Основной способ укладки труб - подземный.

**Глубина заложения** нефтепровода вне постоянных проездов принята из обеспечения устойчивости нефтепровода в зависимости от свойств грунта и климатических условий, но не менее 0,8 м до верха трубы и в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 п.9.3.1.

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

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

Расстояние нефтепровода от действующих трубопроводов при параллельной прокладке принято согласно ГОСТ Р 55990-2014. п.8.6.

Пересечение проектируемого трубопровода с ВЛ-6, 10, 35кВ предусматривается подземным. Угол пересечения не менее 60°. Минимальное расстояние в свету до фундамента опор принято не менее 5 м.

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

Также кожухи предусматриваются при переходе через реки, согласно п.724 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Кожухи предусматриваются из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91 материал сталь 10 группы В ГОСТ 10705-80 (530x10). Для защиты кожуха от почвенной коррозии предусматривается ленточная полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98, таблица 1 (конструкция 16) и ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция». Структура изоляционного покрытия усиленного типа:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

- праймер НК-50 ТУ 5775-001-1297859-94;
- наружная обертка «Полилен-ОБ-63» ТУ 2245-004-1297859-99, 1 слой.

Для механической защиты труб с покрытием при прокладке в кожухе предусматриваются опорно-направляющие кольца. В качестве опорно-позиционирующих колец рекомендуется использовать кольца «Спейсеры» по ТУ 54-19-2000. Шаг спейсеров принять не более 3м. Согласно п.4.11 ТУ 2291-034-00203803-2005 «Инструкции по проектированию, строительству и эксплуатации спейсеров, устанавливаемых на подъездных переходах трубопроводов». Спейсеры устанавливаются спаренными на каждой пятой опоре перехода. Согласно ГОСТР 55990-2014 п. 10.3.7 для герметизации пространства между защитным кожухом и трубопроводом на концах кожухов устанавливаются герметизирующие манжеты.

Для защиты трубопроводов от повреждений в скальном грунте устраивается основание (постель) под трубопровод  $\delta = 10$  см и присыпка  $\delta = 20$  см песком или мягким местным (не заземляющим) грунтом мелких фракций (согласно СП 36.13330.2012).

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

Также на обводненных участках для предотвращения всплывания кожуха диаметром 530 предусматриваются железобетонные кольцевые пригрузки типа 2-УТК530-12, для нефтепровода диаметром 273 предусматривается монтаж железобетонных клиновых пригрузов типа УБК-273.

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

Для возможности отключения участков нефтепровода в процессе эксплуатации на время проведения ремонтных работ предусматривается установка секущих полнопроходных задвижек типа 30с515нж (ЗКЛ2 250х40). Узлы задвижек размещаются в ограждениях с надписями, с номерами согласно оперативной схеме и с указателями направления вращения на закрытие и открытие, а также с указателями положений с надписями: «Закрыто» и «Открыто». Теплоизоляция узлов задвижек не предусматривается.

Запорная арматура принята соответственно параметрам транспортируемой среды и условиям эксплуатации:

- температура рабочей среды, °С - от минус 40 до +425;
- температура окружающей среды, °С - от минус 60 до +40;
- присоединение к трубопроводу – фланцевое;
- давление номинальное, МПа – 4.0;
- герметичность затвора, класс «А» по ГОСТ 9544-2015;
- климатическое исполнение – У1;
- срок службы, лет – 20.

Контроль сварных соединений нефтепровода прокладываемого по территории подверженной карстовым явлениям предусматривается радиографическим методом в объёме - 100%.

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инв. №подл.							2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Для прохождения дефектоскопа или очистного поршня по нефтепроводу, по трассе предусматриваются гнутые отводы радиусом изгиба 5 DN. Гнутые отводы предусматриваются с заводским наружным покрытием усиленного типа (конструкция 1) ГОСТ Р 51164-98.

Изоляцию стыков в полевых условиях выполнить манжетами «ТИАЛ-М» по ТУ 2293-002-58210788-2004.

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

Подземная часть нефтепровода защищается от почвенной коррозии катодными установками ЭХЗ.

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

Надежность и устойчивость проектируемого трубопровода обеспечивается следующими проектными решениями.

- Свойства исходных материалов для сооружения трубопровода (труб, соединительных деталей, арматуры, изоляционных покрытий) приняты в соответствии с требованиями нормативных документов (ГОСТ Р 55990-2014, СП 284.1325800.2016, ГОСТ, ТУ на эти изделия).

- Конструктивные характеристики трубопровода (толщина стенки труб и соединительных деталей, глубина заложения, радиус упругого изгиба, тип изоляционных покрытий) приняты в соответствии с условиями эксплуатации по давлению и температуре и требованиями нормативных документов (ГОСТ Р 55990-2014, СП 284.1325800.2016).

- Устанавливаются требования к качеству строительства, которое определяется соответствием результатов контроля качества при сооружении трубопровода требованиям нормативных документов.

- Обеспечивается необходимый уровень коррозионной защиты трубопровода в течение всего срока его эксплуатации путем повышения толщины стенки труб и соединительных деталей, применения наружного антикоррозионного покрытия, средств электрохимзащиты и других решений.

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

- Ремонт оборудования производится только после его отключения и сброса давления

Процесс транспорта рабочей среды по нефтепроводу полностью

Интв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		26

герметизирован, что предотвращает выбросы в окружающую среду.

Проектной документацией предусматривается проведение диагностики трубопровода по программе диагностирования, разрабатываемой на основании технического задания. Вид, объем, периодичность диагностического обследования определяет Отдел технического надзора ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в зависимости от аварийности, результатов предыдущего контроля и в соответствии с СП 284.1325800.2016. Диагностическое обследование трубопроводов, как правило, проводит специализированная организация на основе договора с владельцем трубопроводов. Работы по диагностике промышленных трубопроводов включают в себя:

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

Натурное обследование, в общем виде, включает в себя:

- изучение особенностей ситуации прокладки трубопровода и его технической оснащенности;
- определение характеристик и свойств перекачиваемого продукта, а также категории трубопровода, параметров его испытаний и эксплуатации;
- определение марки стали примененных для строительства трубопровода труб (при необходимости, проведение лабораторных исследований), а также вида, типа и конструкции изоляционных покрытий трубопровода, запорной и прочей арматуры;
- определение соответствия металла труб, изоляционного покрытия и оборудования трубопровода условиям эксплуатации и параметрам перекачиваемой среды, а также прямому назначению;
- составление фактического плана и профиля трубопровода в масштабе 1:2000, с GPS привязкой пикетов, углов поворота и вертикального профиля для паспортизации и оперативного использования для целей патрулирования, технической диагностики и обслуживания;
- выявление несанкционированных переездов, недостаточно заглубленных и открытых участков (в результате размывов, оползней и т.п.) трубопровода;
- поиск участков трубопровода, подверженных электрокоррозионному поражению вследствие воздействия блуждающих токов и других факторов. Определение степени влияния на контролируемый трубопровод параллельных и пересекаемых подземных и надземных коммуникаций;
- определение наличия и контроль соответствия требованиям нормативных документов защитных кожухов, в которых проложен трубопровод под автомобильными дорогами. Контроль наличия физического и (или) гальванического контакта трубопровода с защитными кожухами, а также герметичности трубопровода в кожухах;
- определение эффективности и мониторинг параметров функционирования системы электрохимзащиты;
- контроль соответствия ограждений и площадок для обслуживания запорной и прочей арматуры требованиям нормативных документов;

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		

- определение вида и технического состояния запорной и прочей арматуры;
- проверка герметичности запорной арматуры и фланцевых соединений;
- определение технического состояния изоляционного покрытия;
- неразрушающий контроль состояния изоляционного покрытия, основного металла и сварных стыков (в шурфах) трубопровода, на открытых участках и подводных переходах;
- определение потенциально опасных участков на трубопроводе;
- составление схемы шурфовки потенциально опасных участков на предварительном плане трубопровода;
- измерение фактического переходного сопротивления изоляционного покрытия и неразрушающий контроль основного металла и сварных швов в шурфах потенциально опасных участков трубопровода;
- проведение электрокоррозионного обследования трубопровода.

Трасса нефтепровода закрепляется на местности указательными знаками согласно ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», п. 23,24. Указательный знак с указанием всех параметров трубопровода устанавливается в начале и конце трассы трубопровода, в пределах прямой видимости через 500-1000 м, углах поворота, пересечения с другими трубопроводами и коммуникациями, а также в местах переходов через естественные искусственные преграды. Знак содержит информацию о местоположении оси трубопровода, километре и пикете трассы, а также номер телефона эксплуатирующей организации. Знак устанавливается в 1 м от оси подземного трубопровода

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

Для исключения возможности повреждения промышленного нефтепровода устанавливаются охранные зоны согласно «Правилам охраны магистральных трубопроводам»:

- вдоль трассы нефтепровода в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны;

- вдоль подводных переходов - в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток переходов на 100 м с каждой стороны.

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

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

повреждению.

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

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

На территории охранной зоны нефтепроводов не допускается:

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

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

#### **14.4 Мероприятия по защите трубопровода от перегрева или замерзания**

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

#### **14.5 Испытания нефтепровода. Оборудование, используемое в процессе строительства, строительство нефтепровода в сложных инженерно-геологических условиях**

Максимальное рабочее давление нефтепровода согласно заданию на проектирование – 4,0 МПа. Давление гидравлического испытания на прочность -  $1,25 P_{\text{раб.}} = 5,0$  МПа.

Строительство, монтаж и испытание проектируемого нефтепровода должны быть предусмотрены согласно СНиП 12-01-2004 «Организация строительства», ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка», ВСН 005-88 «Строительство магистральных и промысловых

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №				



трубопроводов. Технология и организация», ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание», ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.

Очистку внутренней поверхности трубопровода, промывку и гидравлическое испытание выполнить в соответствии с требованиями ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание».

Для трубопроводов диаметром 273 мм предусматривается промывка водой с пропуском очистного поршня.

В состав основных работ по гидравлическому испытанию трубопровода входят:

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

Необходимый объем воды для гидравлического испытания нефтепровода составляет 508 м<sup>3</sup>. Вода для промывки и гидравлического испытания трубопровода предусматривается привозная с площадки УППН «Павловка».

Для подачи воды по трассе нефтепровода предусмотрена установка задвижки с ковром.

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

Вода после промывки трубопровода откачивается в автомобиль-цистерну марки АЦ-42-53А и вывозится на очистные сооружения на УППН «Павловка».

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

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

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

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

Испытание трубопроводов предусматривается гидравлическое согласно ГОСТ Р 55990-2014, Давление гидравлического испытания на прочность –  $1,25P_{\text{раб}}$  в верхней точке. На участках пересечения с автодорогами включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги, а так же на участках пересечения с подземной коммуникацией и воздушной линией электропередачи высокого напряжения давление гидравлического испытания на прочность –  $1,5P_{\text{раб}}$  в верхней точке. Проектом принято давление гидравлического испытания

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Интв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №				

нефтепровода 5,0 МПа. На участках пересечения с автодорогами, подземной коммуникацией и линией электропередачи высокого напряжения давление гидравлического испытания на прочность составит 5,0 МПа. После окончания испытания на прочность давление необходимо снизить до рабочего для проверки на герметичность.

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

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

При гидравлическом испытании необходимо выполнять требования п.736 федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования», таблица 21, переходы через водные преграды, участки на переходах через внутренние межплощадочные автодороги промышленных предприятий III-в категории, автомобильные дороги общего пользования IV, V категорий, узлы линейной запорной арматуры, пересечения с воздушными линиями электропередачи высокого напряжения, с подземными коммуникациями испытываются на прочность в два этапа (см. таблицу 14.5.1):

- первый – после укладки;
- второй – одновременно с прилегающими участками нефтепровода.

Таблица 14.5.1. Параметры испытания нефтепроводов на прочность

№ п/п	Наименование участков трубопроводов	Категория участков	Этапы испытания на прочность	Параметры испытания на прочность			
				Давление испытания в верхней точке, МПа		Продолжительность (час)	
				гидравлический	пневматическим способом	гидравлическим способом	пневматическим способом
1.	Пересечения подземными коммуникациями (канализационными коллекторами, нефтепроводами, нефтегазопроводами, конденсатопроводами, газовыми, силовыми кабелями и кабелями связи) в пределах 20м по обе стороны пересекаемой коммуникации	с В	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах.	1,5 Р <sub>раб</sub> для категории В	-	6	-
			Второй этап - одновременно испытанием трубопровода				
2.	Узлы пуска и приема ВТУ, узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м.	В	Первый этап - после укладки и засыпки или крепления на опорах.	1,5 Р <sub>раб</sub> для категории В	-	6	-

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



Результаты расчета потребности строительства в транспортных средствах и в основных строительных машинах и механизмах приведены в том 5.

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

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

Поскольку система транспорта полностью герметизирована, отходы при эксплуатации нефтепровода не образуются.

Выбросы в атмосферу возможны через неплотности фланцевых соединений.

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

Трубопроводная арматура, трубы и другие детали и материалы должны иметь паспорта, подтверждающие качество изготовления и соответствие нормативно-технической документации.

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

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

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

Трубы стальные бесшовные изготавливаются из катаной или ковальной заготовки по ГОСТ 1050-88 (применение литой заготовки не допускается), с ударной вязкостью не ниже 29,4 Дж/см<sup>2</sup> при минус 40°С, с гидроиспытанием каждой трубы по ГОСТ 3845-75, с контролем качества неразрушающим методом каждой трубы, с испытанием на растяжение по ГОСТ 10006-80 и на твердость по ГОСТ 9012-59, с выполнением требований СНиП 2.05.06-85 по предельным отклонениям от номинальных размеров.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
							33
Индв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

## 16 Проектные решения, направленные на соблюдение требований технических регламентов; мероприятия по предотвращению и сокращению выбросов вредных веществ в окружающую среду

### 16.1 Общие положения

Настоящей проектной документацией рассмотрены вопросы по обеспечению техники безопасности, пожарной безопасности и мероприятия, направленные на снижение степени риска предприятия при транспорте нефти.

Безопасные условия труда обеспечиваются соблюдением проектных решений, а также требований действующих нормативных документов Российской Федерации, правил техники безопасности и пожарной безопасности.

Проектная документация выполнена с соблюдением требований:

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" утвержденные приказом Ростехнадзора №101 от 12.03.2013

- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности», утв. Министерством нефтяной промышленности 25 ноября 1985 года;

- ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;

- «Порядок проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору», утв. Приказом Минприроды России от 30.06.2009 №191;

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ», утв. Приказом Ростехнадзора от 20.11.2017 №485;

- Инструкции по монтажу и эксплуатации отдельных видов оборудования;

- Федеральный закон РФ №123-ФЗ от 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

- Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2012 года №390;

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

- Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;

- Положение об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях, утверждено постановлением Министерства труда и социального развития РФ от 24.10.2002 №73;

- Типовое положение по организации контроля воздушной среды на подконтрольных Госгортехнадзору СССР объектах с химическими процессами, утверждено Госгортехнадзором СССР 15.11.1977;

- СП 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности», утверждены зам. главного государственного санитарного врача СССР 15.10.1986 №4156-86;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
							34
Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					

- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наруж-ных установок по взрывопожарной опасности.»

- 10. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ № 970н от 09.12.2009 г. «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» (с изм., внесенными приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 20.01.2015 г. №23н).

- ГОСТ 12.1.007-76\* ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»,

- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №515 от 30.11.2017;

- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Общие требования»;

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

- «Правила по охране труда в строительстве» утв. приказом Минтруда РФ от 01.06.2015 г. №336н;

- ИБТВ 1-087-81 "Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности»;

- СНиП 12-01-2004 «Организация строительства».

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

## **16.2 Основные технические решения, средства и меры по обеспечению безопасности труда и производства, охране окружающей среды**

С целью создания нормальных санитарно-гигиенических условий, соблюдения правил техники безопасности, охраны труда и снижения степени риска предприятия предусматриваются следующие мероприятия:

- герметизированная схема транспорта нефти;
- трубопроводы и арматура приняты стальные на давление, превышающее технологическое;
- повышенная толщина стенки трубопроводов относительно расчетной;
- надземные стальные трубопроводы, оборудование и арматура покрываются краской для защиты от атмосферной коррозии в соответствии с СТП 09-001-2013 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»;
- система неразрушающего контроля соединений стальных трубопроводов и несущих конструкций;

Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инд. №подл.							2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		35

- испытание оборудования и трубопроводов после монтажа и ремонта;
- расположение проектируемых сооружений и трубопроводов с учетом требований действующих норм и правил;
- устройство подъездов ко всем технологическим объектам;
- ремонт нефтепровода производится только после его отключения и сброса давления;
- оснащение проектируемых объектов первичными средствами пожаротушения;
- заземление оборудования и трубопроводов;
- переносные газоанализаторы, при помощи которых производится контроль рабочей среды во время обслуживания оборудования и при производстве ремонтных работ;
- обязательный контроль качества выполнения строительного-монтажных работ;
- согласно паспортным данным заводов-изготовителей срок службы запорной арматуры – не менее 20 лет, Расчетный срок службы труб и деталей трубопроводов – 25 лет.
- предусмотренные проектной документацией арматура и трубопроводы имеют сертификаты соответствия.

### 16.3 Порядок технического расследования причин аварий и инцидентов, происшедших на объекте

Согласно федеральному закону №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21 июля 1997г., 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.

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 нефтепровода могут возникнуть аварийные

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		36

ситуации, требующие немедленной его остановки.

Действие и распределение обязанностей среди обслуживающего персонала при ликвидации конкретных аварийных ситуаций предусмотрены «Планом ликвидации аварий» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (ПЛА), утвержденным руководителем предприятия.

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 нефтепровода является вынужденной операцией и производится в следующих ситуациях:

- выход из строя какого-либо узла, без которого невозможно продолжить процесс транспорта нефти;
- порыв трубопровода;
- резкое повышение давления в системе;
- резкое понижение давления в системе;
- при пожаре на площадках;

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

При возникновении аварии линейный обходчик должен сообщить мастеру и диспетчеру предприятия и принять меры по ликвидации возникшей аварии в соответствии с ПЛА. Затем проинформировать диспетчера о принятых мерах по ликвидации аварии и сделать краткую, но ясную запись о случившемся в сменном (вахтовом) журнале, фиксируя место, сущность, причину отказа, принятые меры.

Работы по ликвидации аварии на нефтепроводе должны выполняться аварийно-восстановительными бригадами (АВБ) или другими подразделениями предприятия.

Все работники подразделений на своих рабочих местах должны быть ознакомлены с планами ликвидации возможных аварий.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-ТКR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		37



## 17 Перечень нормативной литературы

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору №515 от 30.11.2017.

2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом Ростехнадзора №101 от 12.03.2013.

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

4. Федеральный закон №191-ФЗ от 29.12.2004 «Градостроительный кодекс Российской Федерации».

5. Федеральный закон №116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

6. ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»,

7. СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы».

8. РД 153-39.4-056-00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов».

9. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;

10. ВСН 005-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация»;

11. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;

12. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;

13. Постановление Правительства Российской Федерации № 87 от 16.02.2008 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 18 мая 2009 года).

14. Положение о пропускном и внутриобъектовом режимах на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», утвержденное Приказом Генерального директора от 02.12.19 г. № а-834.

15. Правила охраны магистральных трубопроводов, утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 24.04.1992 №9 и приказом Минэнерго России от 29.04.1992.

16. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ с изменениями на 29.12.2010.

17. Постановление Правительства России №843 от 26.08.1995 «О мерах по улучшению условий и охраны труда».

18. Федеральный закон от 28.12.2013 №426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».

19. Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 09.12.2009 № 970н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взаим. инв. №	Подпись и дата	Инва. №подл.	2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
										38

защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».

20. Постановление Правительства РФ №168 от 13.03.2008 «О порядке определения норм и условий бесплатной выдачи лечебно-профилактического питания, молока или других равноценных пищевых продуктов и осуществления компенсационной выплаты в размере, эквивалентном стоимости молока или других равноценных пищевых продуктов».

21. Руководство Р 2.2.2006-05 «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».

22. Постановления №45 Минтруда РФ от 04.07.2003 «Об утверждении норм выдачи работникам смывающих и обеззараживающих средств, порядка и условия их выдачи».

23. Постановлении Правительства РФ №168 от 13.03.2008 «О порядке определения норм и условий бесплатной выдачи лечебно-профилактического питания, молока или других равноценных пищевых продуктов и осуществления компенсационной выплаты в размере, эквивалентном стоимости молока или других равноценных пищевых продуктов».

24. Постановления №10 Минтруда РФ от 26.01.1991 «Об утверждении списков производств, работ, профессий, должностей и показателей, дающих право на льготное пенсионное обеспечение».

25. Федерального закона №125-ФЗ от 24.07.1998 «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».

26. СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. ».

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		39

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
 ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
 ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
 ПЕРМСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
 Научно-образовательный центр  
 «Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений»

Гидравлический расчет в программном комплексе «OLGA» по объекту:  
 «Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401 - ДНС-0120 Дороховского  
 месторождения»

Руководитель работы:  
 директор НОЦ ГиРНГМ, к.т.н.



Илюшин П.Ю.

Пермь, 2019

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подпись

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

**Руководитель:**

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

Ильошин П.Ю.  
(общее руководство, постановка  
задач)

**Исполнители:**

Старший научный сотрудник НОЦ  
«Геологии и разработки нефтяных и  
газовых месторождений», кандидат  
технических наук

Лекомцев А.В. (написание  
разделов)

Инженер НОЦ «Геологии и разработки  
нефтяных и газовых месторождений»

Пикуле в А.С. (сбор и обработка  
исходных данных, выполнение  
гидравлических расчетов,  
написание разделов)

Инженер НОЦ «Геологии и разработки  
нефтяных и газовых месторождений»

Жигалова К.А. (сбор и обработка  
исходных данных, выполнение  
гидравлических расчетов,  
написание разделов)

Техник НОЦ «Геологии и разработки  
нефтяных и газовых месторождений»

Долгополова Ю.М. (сбор и  
обработка исходных данных)

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подпись

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА ГЗУ-01401 - ДНС-0120 ДОРОХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	5
1.1. Исходные данные для гидравлического расчета.....	5
1.2. Гидродинамический расчет трубопровода ГЗУ-01401 - ДНС-0120 Дороховского месторождения .....	9
СПИСОК ТАБЛИЦ .....	12
СПИСОК РИСУНКОВ .....	14

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
							42	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

## ВВЕДЕНИЕ

В отчете представлены результаты гидродинамического расчета трубопровода «ГЗУ-01401 – ДНС-0120» Дороховского месторождения, согласно данным предоставленным специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

В рамках работы сформирована расчетная гидравлическая модель, проведены расчеты на основании предоставленных данных и проведенных лабораторных исследований по определению реологических свойств транспортируемой продукции, проанализированы полученные результаты.

Инв. №подл.						Взаим. инв. №	
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-TKR1.TCH	
							Лист
							43

# 1. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА ГЗУ-01401 - ДНС-0120 ДОРОХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1. Исходные данные для гидравлического расчета

На основании имеющейся информации подготовлены данные для гидравлического расчета в программном комплексе «OLGA». Исходная информация предоставлена специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Для трубопровода АГЗУ-01401 – т.вр. в н/пр АГЗУ-01402 – т.вр. АГЗУ-01404 – т.вр. АГЗУ-01405 – ДНС-0120 рассмотрен вариант типоразмера 273х6.

Принципиальная схема нефтепровода «ГЗУ-01401 – ДНС-0120» Дороховского месторождения, предоставленная ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», приведена на рисунке 1.1.1.

5

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подпись

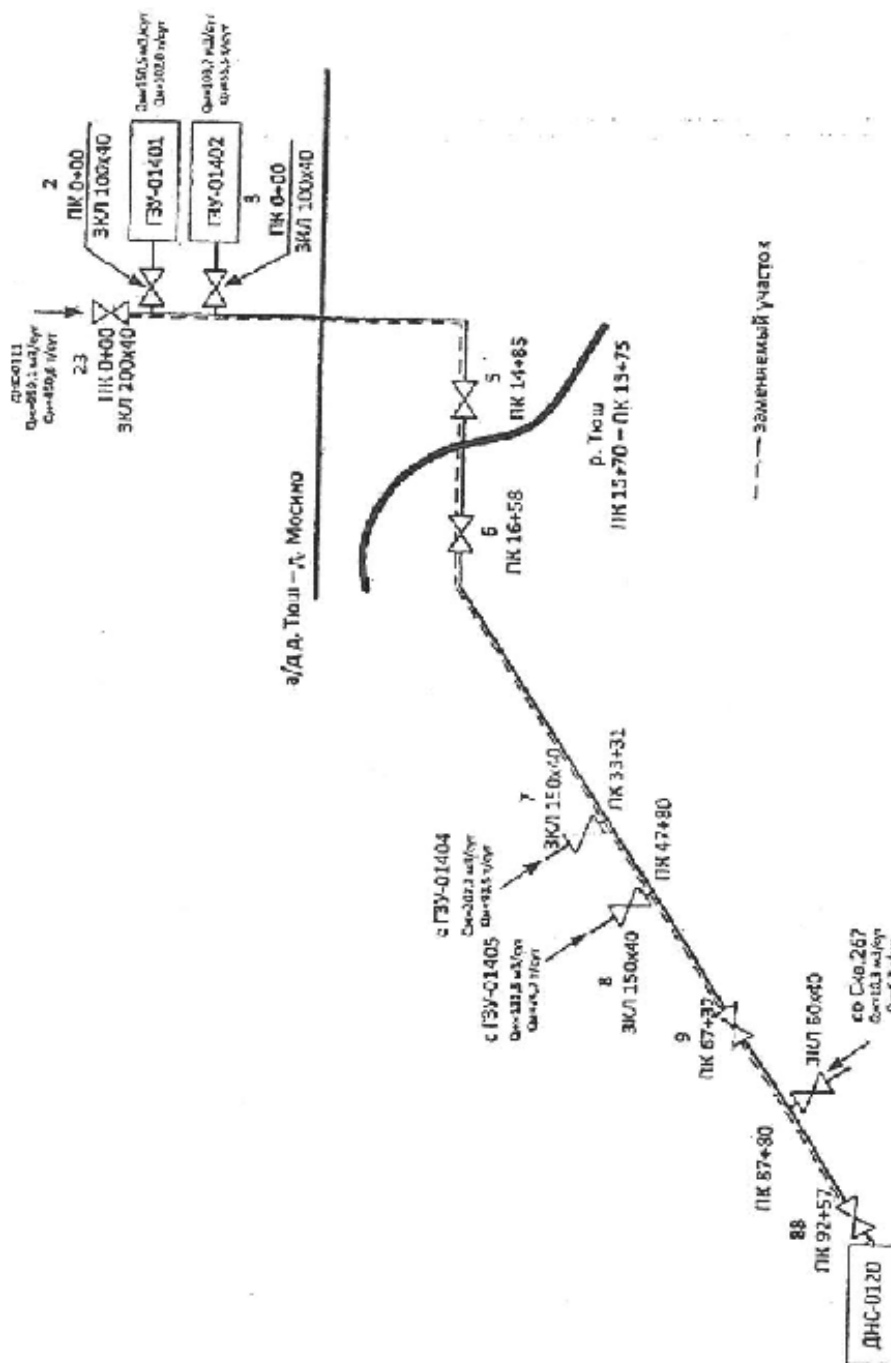


Рисунок 1.1.1 – Принципиальная схема нефтепровода «ГЗУ-01401 – ДНС-0120»

6

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата



Глубина залегания трубопровода в среднем составляет 1,5 м. Температура почвы на глубине залегания трубопровода принята в соответствии с данными Научно-прикладного справочника «Климат России». Расчет проводился для наиболее неблагоприятных условий при температуре почвы 2,1 °С.

Реологические свойства эмульсий определены в результате лабораторных исследований при 10°С, результаты представлены в таблице 1.1.1.

Таблица 1.1.1

Значения динамической вязкости эмульсий при различной обводненности

Объект	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Обводненность, %	Значение динамической вязкости, мПа·с
ДНС-0120	874	0	25,7
		20	109,5
		40	213,5
		60	449,5
		80	4,6

Дебиты и обводненность продукции для запроектированных объектов приняты на основании данных, предоставленных специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». 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 <sup>3</sup>	Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	Относительная плотность газа, д.ед.	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
АГЗУ-01402	856	1153	0,913	110,5
АГЗУ-01401	850	1161	0,913	106,0
АГЗУ-01404	848	1157	0,913	63,3
АГЗУ-01405	855	1118	0,913	62,9
ДНС-0111	859	1140	0,912	100,7
Скв. 267	871	1170	0,913	38,8

Давление на входе в ДНС-0120 принято 0,26 МПа. Значение шероховатости внутренней поверхности нефтепровода принято 0,0001 мм. Температура жидкости на входе в трубопровод принята 5°С.

## 1.2. Гидродинамический расчет трубопровода ГЗУ-01401 - ДНС-0120 Дороховского месторождения

В таблице 1.2.1 приведены исходные данные для гидравлического расчета. Расход по жидкости приведен с учетом 20% запаса. На рисунке 1.2.1 представлена расчетная гидравлическая схема нефтепровода «ГЗУ-01401 – ДНС-0120» Дороховского месторождения.

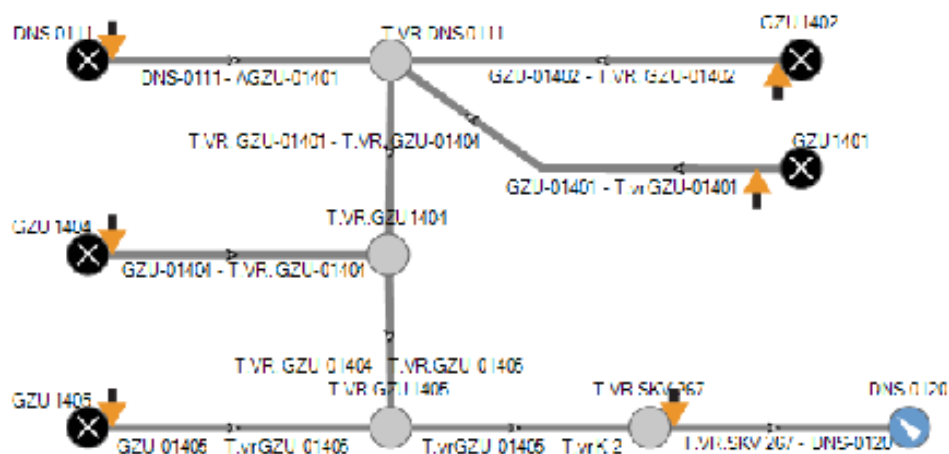


Рисунок 1.2.1 - Расчетная гидравлическая схема «ГЗУ-01401 – ДНС-0120»  
Дороховского месторождения

Таблица 1.2.1

Исходные данные для гидравлического расчета

Объект	Расход по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Обводненность, %
АГЗУ-01402	124,4	37,5
АГЗУ-01401	180,6	20,3
АГЗУ-01404	242,6	45,5
АГЗУ-01405	147	28,7
ДНС-0111	1199	47,5
Скв.267	12,4	25,3

По результатам гидравлического расчета получены графики распределения давления по профилям трубопроводов, представленные на рисунках

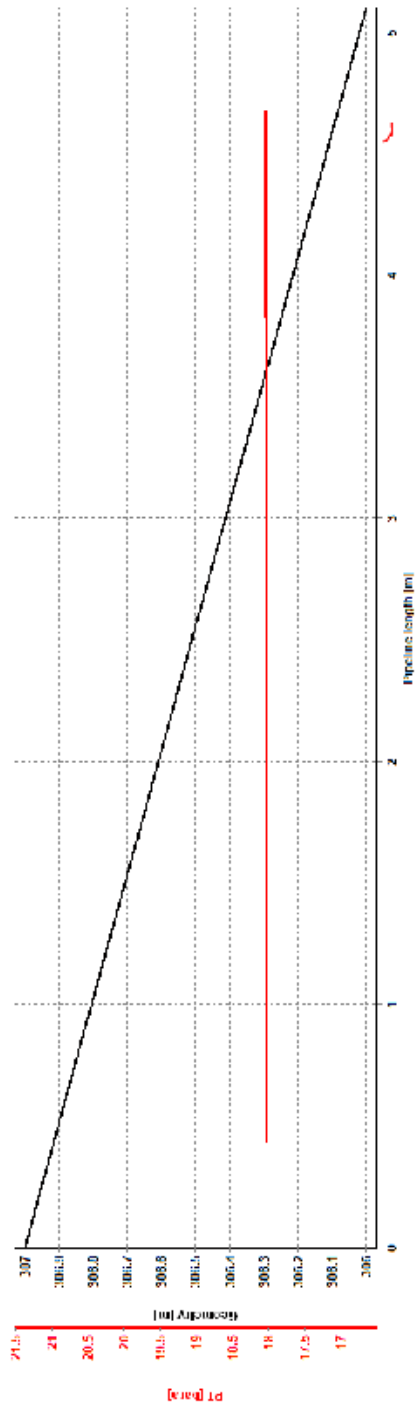
1.2.2

–

1.2.6.

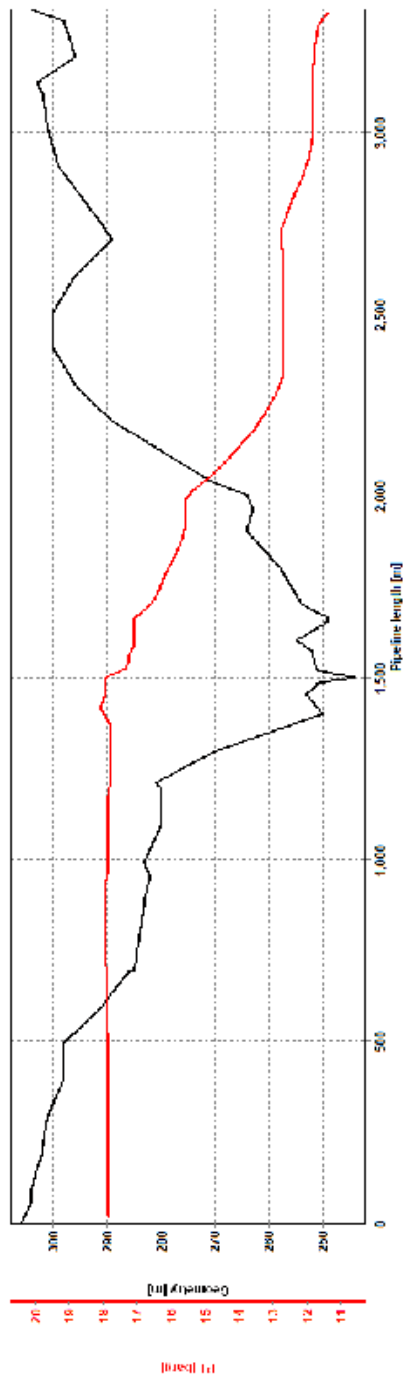
Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата



— - профиль трубопровода; — - давление при типоразмере 273x7

Рисунок 1.2.2 – Распределение давления по трубопроводу АГЗУ-01401 – т.вр. АГЗУ-01402

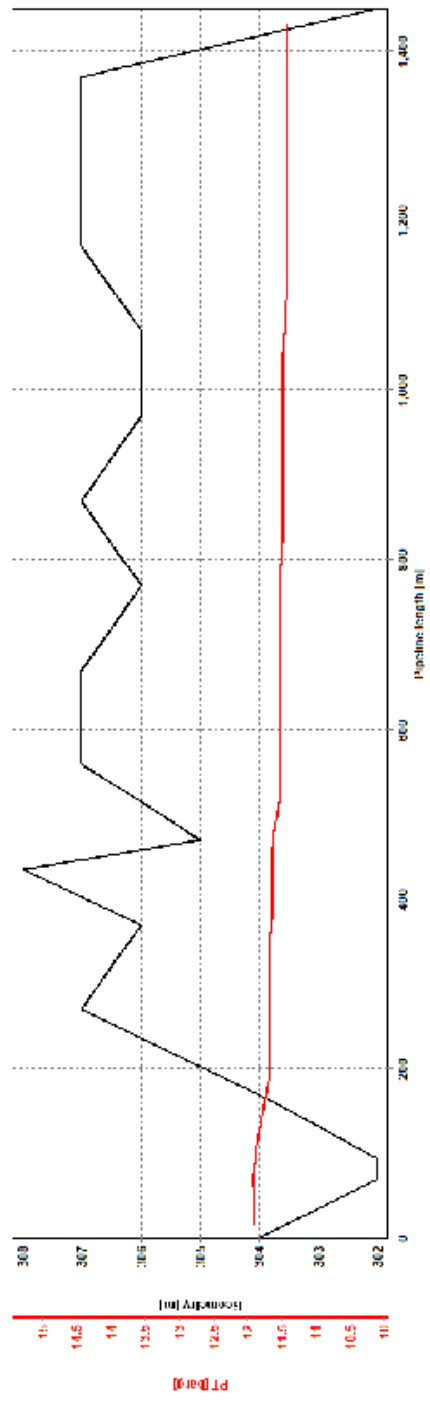


— - профиль трубопровода; — - давление при типоразмере 273x7

Рисунок 1.2.3 – Распределение давления по трубопроводу т.вр. АГЗУ-01402 – т.вр. АГЗУ-01404

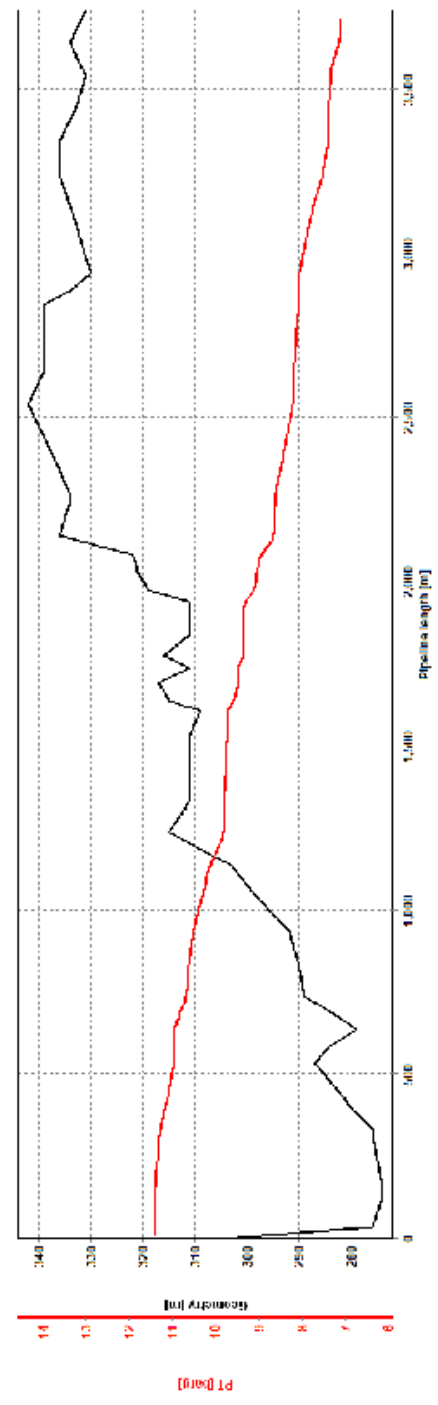
Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата



■ - профиль трубопровода; ■ - давление при типоразмере 273x7

Рисунок 1.2.4 – Распределение давления по трубопроводу т.вр. АГЗУ-01404 – т.вр. АГЗУ-01405

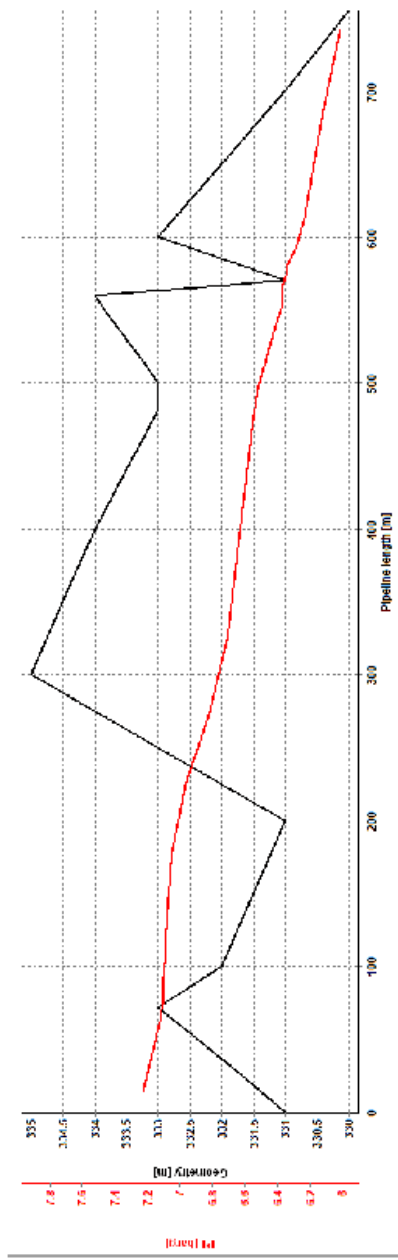


■ - профиль трубопровода; ■ - давление при типоразмере 273x7

Рисунок 1.2.5 – Распределение давления по трубопроводу т.вр. АГЗУ-01405 – т.вр. скв. 267

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата



■ - профиль трубопровода; ■ - давление при типоразмере 273x7

Рисунок 1.2.6 – Распределение давления по трубопроводу т.вр. скв.267 – ДНС-0120

В результате гидродинамического расчета трубопровода «ГЗУ-01401 – ДНС-0120» Дороховского месторождения с использованием программного комплекса «OLGA» получены максимальные зафиксированные значения давления на объектах системы сбора по перспективному состоянию, приведенные в таблице 1.2.2.

Таблица 1.2.2

## Результаты гидродинамического расчета

Объект	Результат	
	273x7	
	Рфакт, МПа	Ррасч, МПа
АГЗУ-01402	1,72	1,8
АГЗУ-01401	1,72	1,8
АГЗУ-01404	1,31	1,32
АГЗУ-01405	0,96	1,02
ДНС-0111	2,8	2,8

Из результатов расчета видно, что расчетные давления совпадают с фактическими значениями. Давления на кустах не превышают допустимое значение. Рекомендуется прокладывать трубопровод типоразмером 273x6.

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
								51
			Изм.	Колуч.	Лист	№ док.		Подпись

## 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	8
Таблица 1.2.2 - Результаты гидродинамического расчета	12

Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

## СПИСОК РИСУНКОВ

Название	стр.
Рисунок 1.1.1 – Принципиальная схема нефтепровода «ГЗУ-01401 – ДНС-0120»	6
Рисунок 1.2.1 - Расчетная гидравлическая схема «ГЗУ-01401 – ДНС-0120» Дороховского месторождения	8
Рисунок 1.2.2 – Распределение давления по трубопроводу АГЗУ-01401 – т.вр. АГЗУ-01402	9
Рисунок 1.2.3 – Распределение давления по трубопроводу т.вр. АГЗУ-01402 – т.вр. АГЗУ-01404	9
Рисунок 1.2.4 – Распределение давления по трубопроводу т.вр. АГЗУ-01404 – т.вр. АГЗУ-01405	10
Рисунок 1.2.5 – Распределение давления по трубопроводу т.вр. АГЗУ-01405 – т.вр. скв.267	10
Рисунок 1.2.6 – Распределение давления по трубопроводу т.вр. скв.267 – ДНС-0120	11

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
							53
Индв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №					



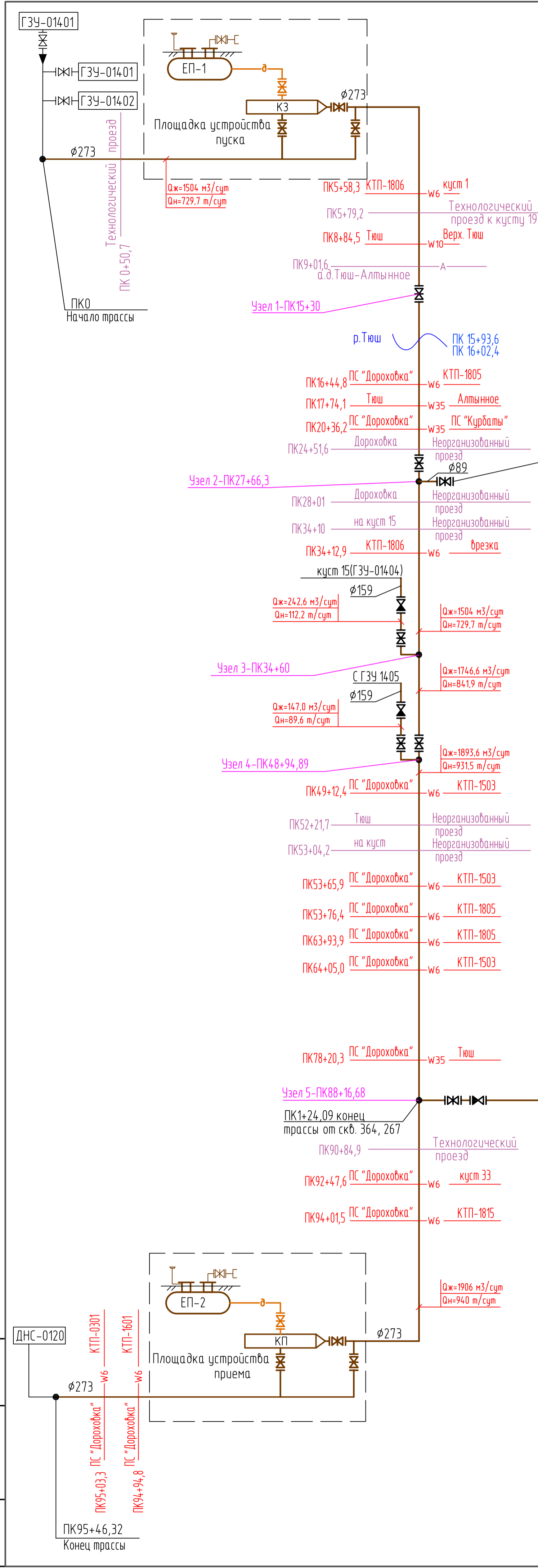
**Таблица регистрации изменений**

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

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

					2019/083-PD-TKR1.TCH	Лист
						54



Т. подключения выкидного трубопровода скв.81,  $\phi 89$  (перспектива) з.6535, 000 НПП "Изыскатель", 2019г.

**Условные обозначения и изображения**

Условные обозначения и изображения	Наименование обозначения и изображения
— Н —	Нефтепровод
— д —	Дренажный трубопровод
— W6 —	Воздушная линия электропередач 6 кВ
— W35 —	Воздушная линия электропередач 35 кВ
— А —	Автомобильная дорога
— [Symbol] —	Задвижка (проектируемая)
— [Symbol] —	Обратный клапан (проектируемый)

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примеч.
<u>Проектируемые</u>				
КЗ	Устройство пуска очистных и диагностирующих устройств	1	Устройство пуска DN250 PN4,0	
КП	Устройство приема очистных и диагностирующих устройств	1	Устройство приема DN250 PN4,0	
ЕП-1	Емкость дренажная	1	V=5 м <sup>3</sup>	
ЕП-2	Емкость дренажная	1	V=5 м <sup>3</sup>	

Примечание:  
Расход жидкости и нефти на схеме приведен с учетом 20% запаса по производительности.

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

<b>2019/083-PD-TKR1.GCH</b>					
Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Пешкова				01.20
Проб.	Булдаков				01.20
Нефтегазосборный трубопровод				Стадия	Лист
				п	1
Нач. сектора Н. контр.				01.20	
Принципиальная технологическая схема				Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"	