



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«САМАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕДОБЫЧИ»
(ООО «СамараНИПИнефть»)

Сбор нефти и газа со скважины № 1 Армавирского месторождения

Проектная документация

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

6746П-П-250.000.000-ТКР-01

Том 3

Изм.	№ док	Подп.	Дата
1	02-20	Павлова	08.20
2	07-21	Кичигина	07.21
3	08-21	Морозова	10.21
4	11-21	Кузнецова	10.21

6746P-P-250_000_000-
TKR-01-PZ-001-RC05



2021



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«САМАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЕДОБЫЧИ»
(ООО «СамарНИПИнефть»)

Сбор нефти и газа со скважины № 1 Армавирского месторождения

Проектная документация

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

6746П-П-250.000.000-ТКР-01

Том 3

Главный инженер

Главный инженер проекта

Кашаев Д.В.

Авдошин С.С.

Изм.	№ док	Подп.	Дата
1	02-20	Павлова	08.20
2	07-21	Кичигина	07.21
3	08-21	Морозова	10.21
4	11-21	Кузнецова	10.21

2021




В разработке технической документации тома 3 принимали участие специалисты:

Технологический отдел:

Начальник отдела

Руководитель группы

Инженер 1 категории

 Д.В. Четверов
 А.Р. Морозова
 Е.И. Павлова


Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №									
			Изм.	Копуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	6746П-П-250.000.000-ТКР-01		
									Стадия	Лист	Листов
									П	СС.1	58
									 САМАРАНИПНЕФТЬ <small>ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ</small>		
			Том 3 - Раздел 3 «Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения»								
			Н.контроль Морозова ГИП Авдошин								

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего Листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	5.1; 13.2; 13.3; 14.1; 14.2; 14.4; 32.1	Ч-001 – Ч-012	-	-	58	02-20	Павлова	08.20
2	13.1	-	-	-	58	07-21	Кичигина	07.21
3		Ч-002, 005, 006			58	08-21	Морозова	10.21
4	13.2; 13.3; 18.1; 32.1; 32.2; 33.3; 33.4	Ч-001; Ч-002; Ч-010	-	-	58	11-21	Кузнецова	10.21

Изменения И1 внесены на основании письма АО «Самаранефтегаз» от 27.05.2020 №СНГ 26/3-3197.

Изменения И2 внесены на основании письма АО «Самаранефтегаз» от 11.06.2021 №СНГ 26/4-3087.

Изменения И3 внесены на основании письма АО «Самаранефтегаз» от 09.07.2021 №СНГ 26/4-1063.

Изменения И4 внесены на основании письма АО «Самаранефтегаз» от 28.09.2021г. № 26/4-4592.

Содержание

1 Исходные данные	1.1
2 Общие сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических, климатических условиях	2.1
2.1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	2.1
2.2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта	2.1
2.3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	2.1
2.4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	2.2
3 Сведения о категории и классе линейного объекта	3.1
4 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта	4.1
5 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	5.1
6 Перечень мероприятий по энергосбережению	6.1
7 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	7.1
8 Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	8.1
9 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	9.1
10 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	10.1
11 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	11.1
12 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	12.1
13 Характеристика линейного объекта	13.1
13.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта	13.1
13.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта.....	13.2
13.3 Гидравлический расчет системы сбора нефти и газа	13.2
13.3.1 Общие положения	13.2
13.3.2 Исходные данные и результаты расчета	13.2
13.4 Характеристика параметров трубопровода	13.3
13.5 Обоснование диаметра трубопровода	13.3

13.6 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении.....	13.3
13.7 Описание системы работы клапанов-регуляторов.....	13.3
13.8 Обоснование и необходимость использования антифрикционных присадок..	13.4
14 Расчет трубопровода на прочность	14.1
15 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов	15.1
16 Материальное исполнение оборудования и трубопроводов	16.1
17 Теплоизоляция трубопровода.....	17.1
18 Защита от коррозии	18.1
19 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них	19.1
20 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием	20.1
21 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием	21.1
22 Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта.....	22.1
23 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды	23.1
24 Описание системы управления технологическим процессом	24.1
25 Описание системы диагностики состояния трубопровода.....	25.1
26 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры выше (ниже) допустимой.....	26.1
27 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению	27.1
28 Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями	28.1
29 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)	29.1
30 Оценка возможных аварийных ситуаций	30.1
31 Сведения об опасных участках на трассе трубопроводов и обоснование размера защитных зон	31.1
32 Перечень проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка нефтепровода в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов)	32.1
32.1 Переходы через искусственные и естественные преграды и параллельное следование с инженерными сооружениями.....	32.1
32.2 Пересечения с подземными коммуникациями и линиями электропередач	32.1
32.3 Установка знаков по трассе трубопровода	32.2

32.4 Обоснование безопасного расстояния от оси нефтепровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении нефтепровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами	32.2
32.5 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов	32.2
32.6 Монтаж и испытание проектируемого трубопровода	32.3
32.7 Сведения о нагрузках и воздействиях на проектируемый трубопровод	32.4
32.8 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам	32.4
32.9 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета	32.4
32.10 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода	32.4
32.11 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)	32.4
32.12 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве	32.5
32.13 Описание конструктивных решений при укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов	32.5
32.14 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках	32.5
32.15 Описание принципиальных конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, а участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек	32.5
32.16 Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)	32.5
32.17 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов	32.6
33 Приложения	33.1
Приложение А Расчет отбраковочной толщины стенки промысловых трубопроводов	33.1
Приложение Б Ведомость пересечений	33.2

Чертежи:

Схема технологическая принципиальная	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-001	Изм.1 (Зам.)
		Изм.3 (Зам.)
Схема выкидного трубопровода	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-002	Изм.1 (Зам.)
		Изм.3 (Зам.)
		Изм.4

		(Зам.)
План выкидного трубопровода (ПК0+00,0 - ПК13+00,0)	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-003	Изм.1 (Зам.)
План выкидного трубопровода (ПК13+00,0 - ПК27+00,0)	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-004	Изм.1 (Зам.)
План выкидного трубопровода (ПК27+00,0 - ПК43+00,0)	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-005	Изм.1 (Зам.)
		Изм.3 (Зам.)
План выкидного трубопровода (ПК43+00,0 - ПК55+00,0). План расположения узла запорной арматуры № 1	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-006	Изм.1 (Зам.)
		Изм.3 (Зам.)
План выкидного трубопровода (ПК55+00,0 - ПК69+00,0)	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-007	Изм.1 (Зам.)
План выкидного трубопровода (ПК69+00,0 - ПК83+00,0)	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-008	Изм.1 (Зам.)
План выкидного трубопровода (ПК83+00,0 - ПК92+00,0)	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-009	Изм.1 (Зам.)
План выкидного трубопровода (ПК92+00,0 - ПК106+67,4). План подхода выкидного трубопровода к АГЗУ-2 Восточного месторождения	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-010	Изм.1 (Зам.)
		Изм.4 (Зам.)
План перехода выкидного трубопровода через а/д Б.Черниговка-Подъем-Михайловка ПК84+0.0-ПК89+0.0	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-011	Изм.1 (Зам.)
Профиль перехода выкидного трубопровода через а/д Б.Черниговка-Подъем-Михайловка ПК84+0.0-ПК89+0.0	6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-012	Изм.1 (Зам.)

1 Исходные данные

Настоящий раздел проектной документации разработан на основании задания на проектирование по объекту «Сбор нефти и газа со скважины № 1 Армавирского месторождения», утвержденного заместителем генерального директора по перспективному планированию и развитию производства АО «Самаранефтегаз» О.В. Гладуновым в 2019 г. (6746П-П-250.000.000-ПЗ-01).

При выполнении проектной документации по объекту «Сбор нефти и газа со скважины № 1 Армавирского месторождения» были использованы следующие материалы:

- инженерные изыскания института ООО «СамараНИПИнефть», 6746П-П-250.000.000-ИИ-01;
- отчет «Дополнение к технологическому проекту разработки Желябовского нефтяного месторождения Самарской области», утвержденный протоколом ЦКР от 13.09.2018 № 1560;
- технологический регламент на эксплуатацию УПСВ «Карагаевская».

Настоящий раздел разработан с учетом требований следующих документов:

- ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;
- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
- ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;
- ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ»;
- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- ПУЭ, «Правила устройства электроустановок» 2002 г., издание 7;
- РД 39-0148311-605-86 «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий», актуализированная редакция СНиП II-89-80*;
- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов»;
- Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию».

2 Общие сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических, климатических условиях

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

В административном отношении проектируемый объект расположен в Волжском и Большеглушицком районах Самарской области.

Ближайшие к району работ населенные пункты:

- п. Тридцатый, расположенный в 9,3 км на северо-запад от площадки скважины № 1, в 1,5 км на северо-запад от площадки АГЗУ-2;
- п. Дудачный, расположенный в 4,4 км на северо-запад от площадки скважины № 1, в 4,4 км на восток от площадки АГЗУ-2;
- п. Восточный, расположенный в 3,6 км на северо-запад от площадки скважины № 1, в 4,9 км на юго-восток от площадки АГЗУ-2.

Дорожная сеть представлена асфальтированной дорогой Самара – Уральск (М-32). Автодорога проходит в 1,4 км на восток от АГЗУ-2 и в 5,1 км на запад от скважины № 1. Все населенные пункты района соединены между собой дорогами с покрытием и без него.

Гидрография представлена рекой Мал. Вязовка, протекающей в 2,5 км северо-восточнее района работ, и рекой Вязовка, протекающей в 5,1 км западнее.

Температура воздуха на территории в среднем за год положительная и составляет 4,5 °С. Самым жарким месяцем является июль (плюс 21,0 °С), самым холодным – январь (минус 12,8 °С). Атмосферные осадки на исследуемой территории составляют в среднем за год 366 мм.

Рельеф местности равнинный, перепад высот по участку работ незначительный.

В районе проектируемых объектов охраняемых природных территорий (заповедников, заказников, памятников природы) нет.

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

На рассматриваемой территории опасных геологических явлений и процессов, негативно влияющих на строительство и дальнейшую эксплуатацию проектируемых сооружений, не выявлено.

В пределах территории проектируемого строительства можно ожидать проявления эрозионных процессов, а при нарушении травянистого покрова и плоскостного смыва.

Сейсмичность района составляет 5 баллов при 5 % повторяемости в течение 50 лет, землетрясения на данной территории относятся к категории умеренно опасных (менее 6 баллов).

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

В результате анализа пространственной изменчивости геологического строения, лабораторных данных и в соответствии с требованиями ГОСТ 20522-2012 в геолого-литологическом разрезе до глубины 4,0-10,0 м выделены два инженерно-геологических элемента:

- ИГЭ-1 - Глина коричневая, твердая. Вскрытая мощность слоя 1,2 – 7,5 м;
- ИГЭ-2 - Суглинок коричневый, полутвердый. Вскрытая мощность слоя 1,2 – 5,4 м.

Глубина сезонного промерзания в районе работ – 1,52 м.

По относительной деформации пучения глины полутвердые – слабопучинистые, суглинки полутвердые – слабопучинистые.

Грунты незасоленные, непросадочные, ненабухающие.

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

Подземные воды на участке проектируемых работ не вскрыты геологическими скважинами до глубины 4,0 – 10,0 м, (по данным на декабрь 2019 - январь 2020 г).

Согласно 6746П-П-250.000.000-ИГИ-01 участок работ по подтопляемости относится к неподтопленным. Тип подтопления: III-Б1-I (подтопление отсутствует и не прогнозируется до начала освоения территории). При глубине заложения 0,15-3,0 м.

3 Сведения о категории и классе линейного объекта

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 проектируемый выкидной трубопровод от скважины № 1 относится к III классу, категории С.

Участки выкидного трубопровода от скважины № 1, относящиеся к категории В:

- узлы пуска и приема ОУ, а также участки трубопровода по 250 м, примыкающие к ним;
- узлы запорной линейной арматуры а также участки трубопровода по 250 м, примыкающие к ним;
- автодорога «Б. Черниговка - Подъем-Михайловка» (III кат.) включая участки по обе стороны дороги на расстоянии не менее 25 м от подошвы насыпи.

В соответствии с п. 6 ГОСТ Р 55990-2014 жидкость, транспортируемая по проектируемому трубопроводу, относится к категории 6.

4 Сведения о проектной мощности (пропускной способности, грузообороте, интенсивности движения и др.) линейного объекта

В соответствии с заданием на проектирование (6746П-П-250.000.000-ПЗ-01), добыча нефти проектной скважиной № 1 предполагается с пласта А4. Физико-химические свойства приняты по аналогии с пластом А4 Желябовского месторождения.

Нефть пласта А4 характеризуется как среднесернистая, малосмолистая, парафинистая.

Дебиты скважины, принятые в соответствии с техническими требованиями на проектирование (6746П-П-250.000.000-ПЗ-01), приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Дебиты по нефти, жидкости и добыча газа в соответствии с техническими требованиями на проектирование

Год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год
Дебит скв. № 1						
По нефти, т/сут	183,4	72,2	28,0	14,5	9,7	7,2
По жидкости, м ³ /сут	257,6	197,2	178,7	174,5	173,5	172,2
Добыча газа, млн.м ³ /год	2,548	1,289	0,499	0,258	0,173	0,128

5 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Выбор и размещение оборудования на площадке скважины выполнены с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта с учетом ресурса и срока эксплуатации, порядка технического обслуживания, ремонта и диагностирования. Все применяемое оборудование имеет сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения Ростехнадзора на применение на опасном производственном объекте.

Исходные данные и полный перечень требований на оборудование приведены в 6746П-П-250.000.000-ИЛО5-07 (Том 4.5.7.1 – Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта». Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 7 «Технологические решения». Книга 1 «Технология производства»).

Данной проектной документацией к промысловому трубопроводу, в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, отнесен выкидной трубопровод от скважины № 1 Армавирского месторождения.

Схема проектируемого выкидного трубопровода приведена на чертеже 6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-002.

Выкидной трубопровод от скважины № 1 запроектирован из труб бесшовных или прямошовных **DN 100 DN 150**, повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности (стойкой к СКРН), классом прочности не ниже КР360 по ГОСТ 31443-2013, по ТУ, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть»:

- подземные участки - с наружным защитным покрытием усиленного типа 2У на основе экструдированного полиэтилена (полипропилена), выполненным в заводских условиях, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть»;
- надземные участки – без покрытия.

Подключение проектируемого выкидного трубопровода предусматривается к измерительной установке АГЗУ-2 Восточного месторождения. На подключаемом трубопроводе предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости (стойкой к СКР), герметичность затвора класса А, климатическое исполнение - У1.

Трубы должны соответствовать требованиям ГОСТ 31443-2012 уровня УТП2 с выполнением дополнительных требований для труб, предназначенных для эксплуатации в кислых средах в соответствии с требованиями приложения А ГОСТ 31443-2012 и приложений А, В ГОСТ 53678-2009, Методических указаний Компании «Единые технические требования. Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» № П4-06 М-0111, других национальных и международных стандартов и должны изготавливаться по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть».

Соединительные детали трубопроводов, применяемые для промысловых трубопроводов, должны соответствовать требованиям Методических указаний Компании «Технические требования к соединительным деталям промысловых трубопроводов» № П1-01.05 М-0067, национальных и международных стандартов СДТ, и должны изготавливаться по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть».

Проектом применены следующие СДТ:

- отводы крутоизогнутые штампованные заводского исполнения без покрытия, с углами поворота 30, 45, 60, 90, из стали повышенной коррозионной стойкости (стойкой к СКРН) класса прочности не менее К48, радиусом изгиба 1,5 D, климатического исполнения У1;
- тройники штампованные заводского исполнения без покрытия, из стали повышенной коррозионной стойкости (стойкой к СКРН) класса прочности не менее К48, климатического исполнения У1;
- переходы штампованные концентрические заводского исполнения без покрытия, из стали повышенной коррозионной стойкости (стойкой к СКРН) и эксплуатационной надежности класса прочности не менее К48, климатического исполнения У1.

В соответствии с п. 9.1.12 ГОСТ Р 55990-2014, для трубопроводов, предназначенных для транспортирования продуктов, оказывающих коррозионные воздействия на металл и сварные

соединения труб и арматуру, должны предусматриваться мероприятия, обеспечивающие защиту трубопроводов от коррозионного воздействия или сероводородного растрескивания.

В соответствии с Техническими требованиями на проектирование термическая обработка сварных соединений труб выполняется в соответствии с п. А.2.1.4 ГОСТ Р 53678-2009 «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов».

После выполнения сварочно-монтажных работ и контроля сварных стыков выполнить замер твердости металла на 10 % стыков. При значении твердости, не превышающей 250HV, в соответствии с п. А.2.1.4 ГОСТ Р 53678-2009, допускается не предусматривать послесварочную ТОСС при наличии аттестованной технологии сварки для сероводородсодержащих сред. При значении твердости, превышающей 250HV, или при отсутствии аттестованной технологии сварки для сероводородсодержащих сред все сварные соединения трубопроводов подлежат термообработке.

В соответствии с п. А.2.1.4 ГОСТ Р 53678-2009, для труб из углеродистых и низколегированных сталей с минимальным гарантируемым пределом текучести не более 360 МПа термическую обработку сварных соединений не проводить.

В соответствии с п. А.2.1.4 ГОСТ Р 53678-2009, для труб из углеродистых и низколегированных сталей с минимальным гарантируемым пределом текучести более 360 МПа после выполнения сварочно-монтажных работ термическую обработку сварных соединений не проводить, если используются аттестованные технологии сварки и значение твердости металла шва и околошовной зоны не превышает 250HV, 22HRC.

Аттестация технологии сварки трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие среды, должна проводиться в соответствии с приложением В ГОСТ Р 53678-2009.

6 Перечень мероприятий по энергосбережению

Перечень мероприятий по экономии электроэнергии приведен в 6746П-П-250.000.000-ИЛО5-01 (Том 4.5.1 – Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта». Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 1 «Система электроснабжения»).

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

Марки машин и механизмов, а также их количество необходимо уточнить при разработке технологических карт в составе проекта производства работ. ППР необходимо разработать и утвердить на все основные виды СМР.

Постоянного присутствия на проектируемых объектах вспомогательной техники не требуется.

Подробная технология работ с разработкой технологических карт производится генподрядной строительной организацией в составе проекта производства работ.

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

Место постоянного нахождения персонала – УПСВ «Ветлянская».

Проведение обслуживающих, профилактических и ремонтных работ выкидным трубопроводе осуществляется обслуживающим персоналом, выезжающим на объект на специализированном транспорте, в котором имеются места для обогрева персонала, смены одежды, охлаждения, сушки одежды и обуви, а так же биотуалет и устройство питьевого водоснабжения (кулер).

Подробная информация о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников приведена в 6746П-П-250.000.000-ИЛО5-08 (том 4.5.7.2 Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта». Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 7 «Технологические решения». Книга 2 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием»).

Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ. Оснастка рабочих мест обеспечивает:

- удобный доступ к рабочему месту;
- соответствие функциональному назначению;
- соблюдение требований нормативных, правовых актов по охране труда.

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ «Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам», СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту».

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

Мероприятия по охране труда в проекте разработаны в соответствии с основами законодательства Российской Федерации об охране труда (постановление Правительства России от 26.08.95 № 843 «О мерах по улучшению условий и охраны труда»), а также другими нормативно-правовыми актами по охране труда.

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважины связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – попутного нефтяного газа и нефти, их токсичность.

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Обслуживающий персонал должен проходить обучение, инструктаж, и проверку знаний по охране труда.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки А либо БКФ, либо КД, объект - комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

Проектной документацией предусмотрены ограждения, закрывающие доступ со всех сторон к потенциально опасным местам объектов транспорта жидкости.

Защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов.

Для исключения возможных аварийных ситуаций, взрывов, пожаров, травмирование людей необходимо соблюдение правил безопасного ведения технологического процесса.

Для обеспечения безопасной эксплуатации системы транспорта жидкости предусматривается автоматическое и дистанционное управление технологическим процессом.

Необходимо проведение систематического осмотра (по графику) трассы с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений.

При эксплуатации сооружений транспорта жидкости необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- запрещается использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения для других нужд, не связанных с их прямым назначением;
- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории проектируемых объектов;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и нефти, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

Работающие в опасных зонах обеспечиваются индивидуальными газоанализаторами (газосигнализаторами, дозаторами) для контроля воздушной среды рабочей зоны в соответствии с п.353 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду-допуску на проведение огневых работ.

Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо продуть открытую траншею, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;
- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

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

В соответствии с п.353 ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в проекте произведена комплексная автоматизация технологических процессов, исключающая необходимость постоянного пребывания персонала на объекте и обеспечивающая полноту сбора информации о его работе (контроль и регистрация технологических параметров, их сбор, обработка, возможность передачи в существующую систему телемеханики), на добывающей, вводимой в эксплуатацию скважине.

Система автоматики позволяет осуществлять управление и контроль процессов добычи и транспорта сырой нефти и попутного нефтяного газа от добывающей скважины, тем самым предотвращая нарушение устойчивости и качества работы всей системы, включая трубопроводы, рассмотренные в настоящей проектной документации (после пуска их в эксплуатацию).

При обходе трассы трубопровода, при производстве ремонтных работ производят контроль воздуха на наличие углеводородных газов и паров нефти переносным газоанализатором.

Приборы и средства автоматизации приведены в 6746П-П-250.000.000-ИЛО5-09 (том 4.5.7.3, Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта». Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 7 «Технологические решения». Книга 3 «Автоматизация комплексная»).

11 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Техническое обслуживание и ремонт оборудования на предприятии осуществляет ремонтное хозяйство.

Назначение ремонтного хозяйства предприятия заключается в своевременном и в полном объеме удовлетворение потребностей производственных подразделений предприятия в техническом обслуживании и ремонте оборудования с минимальными затратами. На действующих трубопроводах имеется сложившаяся структура ремонтной базы, со всем необходимым оснащением. Дополнительного ремонтного хозяйства не требуется.

Техническое обслуживание линейной части трубопровода включает:

- патрулирование трассы трубопровода – визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности нефтепровода и безопасности окружающей среды;
- регулярные осмотры и обследования всех сооружений с применением технических средств с целью определения их технического состояния.

Техническое оснащение ремонтных бригад, бригад по ликвидации аварий устанавливается РД 39-0147103-376-86.

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

По совокупности факторов инженерно-геологических условий установлено, что данный объект относится к II (средней) категории сложности инженерно-геологических условий.

В целом участок работ пригоден для строительства.

13 Характеристика линейного объекта

Принятые проектные решения соответствуют требованиям национальных стандартов и сводам правил, утвержденных Правительством Российской Федерации, в результате применения которых обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (№ 384-ФЗ).

Настоящей проектной документацией предусматривается прокладка выкидного трубопровода от скважины № 1 до АГЗУ-2 Восточного месторождения.

Выбор трассы проектируемого трубопровода выполнен в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, Федерального закона «Об охране окружающей среды». Основными критериями при выборе трасс являются: минимальное нанесение ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка линейных коммуникаций. Инженерные сети проложены по расстояниям, принятым из условий безопасности строительства и эксплуатации объекта.

Также при выборе трассы и размещения проектируемых объектов учтена опасность распространения транспортируемой среды при возможных авариях по рельефу местности и преобладающее направление ветра (по годовой розе ветров).

~~Результаты количественного анализа риска аварий представлены в томе «Декларация промышленной безопасности».~~

~~Согласно проведенному сравнительному анализу рассчитанных показателей риска аварий на объекте с критериями приемлемого риска, представленному в п. 3.2 приложения 1 (РПЗ) к тому 10.1 (6746П-П-250.000.000-ДПБ-01), рассчитанная величина индивидуального риска является допустимой для промышленных объектов РФ, а риск эксплуатации проектируемых объектов является приемлемым.~~

В составе проектируемого внутрипромыслового трубопровода определены опасные участки в соответствии с п.п. 16, 19 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» (переход проектируемого выкидного трубопровода через автодорогу «Б. Черниговка - Подъем-Михайловка»). В качестве мер безопасности, снижающих риск аварий, предусмотрена установка защитного футляра на переходе.

Описание проектных решений по размещению линейного объекта, в том числе зданий, строений и сооружений в его составе, обеспечивающих пожарную безопасность линейного объекта (противопожарное расстояние между зданиями, сооружениями, наружными установками, проектные решения по наружному противопожарному водоснабжению, проезды и подъезды для пожарной техники) приведены в 6746П-П-250.000.000-ПБ-01 (том 8 - Раздел 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»).

13.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

В соответствии с РД 39-0148311-605-86 настоящей проектной документацией для сбора продукции с обустриваемой скважины принята напорная однетрубная герметизированная система сбора нефти и газа.

Продукция скважины № 1 под устьевым давлением, развиваемым погружным электронасосом, по проектируемому выкидному трубопроводу поступает на измерительную установку АГЗУ-2 Восточного месторождения. И далее, совместно с продукцией существующих скважин Восточного месторождения, на УПСВ «Карагаевская».

Для мониторинга коррозии предусматриваются узел контроля скорости коррозии на проектируемом выкидном трубопроводе.

Подача пара предусматривается от ППУ через рукав, подключаемый к арматуре в обвязке устья скважины.

В соответствии с пп. 49, 731 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в проектной документации предусмотрено автоматическое отключение электродвигателя погружного насоса при отклонениях давления в выкидном трубопроводе выше 3,50 МПа и ниже 0,3 МПа.

На устье скважины проектом предусматривается измерение уровня загазованности смесями углеводородных газов (C_1-C_6) стационарными датчиками загазованности. При повышении уровня загазованности до 20 % НКПР производится включение местной светозвуковой сигнализации на площадке, а также подается сигнал на АРМ оператора - «Загазованность Порог 1». При достижении

уровня загазованности 50 % НКПР светозвуковая сигнализация продолжает работать, на АРМ оператора подается сигнал - «Загазованность Порог 2».

Сведения о приборах и средства автоматизации представлены в 6746П-П-250.000.000-ИЛО5-09 (Том 4.5.7.3 - Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта». Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 7 «Технологические решения». Книга 3 «Автоматизация комплексная»).

13.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта

Дебиты скважины, принятые в соответствии с техническими требованиями на проектирование (6746П-П-250.000.000-ПЗ-01), приведены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 - Дебиты по нефти, жидкости и добыча газа в соответствии с техническими требованиями на проектирование

Год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год
Дебит скв. № 1						
По нефти, т/сут	183,4	72,2	28,0	14,5	9,7	7,2
По жидкости, м ³ /сут	257,6	197,2	178,7	174,5	173,5	172,2
Добыча газа, млн.м ³ /год	2,548	1,289	0,499	0,258	0,173	0,128

13.3 Гидравлический расчет системы сбора нефти и газа

13.3.1 Общие положения

В соответствии п. 6.2.6.2 ГОСТ 58367-2019 гидравлический расчет трубопровода системы сбора выполнен по методике гидравлического расчета трубопроводов и систем трубопроводов при транспорте нефтегазовых смесей с помощью программы «PIPESIM».

Целью гидравлического расчета системы сбора и транспорта добываемой нефти являлись:

- определение оптимального диаметра проектируемого трубопровода;
- определение скорости движения потока в трубопроводе.

13.3.2 Исходные данные и результаты расчета

В расчете были использованы следующие исходные данные:

- дебит и обводненность продукции скважины № 1 Армавирского месторождения приняты в соответствии с ТТ на проектирование на первый условный год – год максимальной добычи жидкости;
- физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти пласта А4 Армавирского м-я приняты аналогичными физико-химическим свойствам пласта А4 Желябовского м-я в соответствии с ТТ на проектирование;
- прокладка трубопроводов – подземная, без теплоизоляции, на глубине не менее 1,0 м;
- температура грунта принята 0 °С;
- давление на АГЗУ-2 Восточного м-я принято в соответствии с данными Заказчика (акт обустройства от 11 октября 2019 г.) – 2,0 МПа;
- режим работы трубопроводов 365 суток.

Схема гидравлического расчета приведена на рис.13.1.

Исходные данные и результаты расчета приведены в таблицах 13.2 - 13.4.

Таблица 13.2 - Исходные данные для гидравлического расчета

Участок		Длина, м	Разность отметок, м	Трубопровод		Дебит жидкости, м ³ /сут	Пласт
начало	конец			диаметр, мм	толщина стенки, мм		
Скв. № 1	АГЗУ-2 Восточного м-я	10093,8 10667,4	-11,19	114 159	6	257,6	А4

Таблица 13.3 - Физико-химические свойства пласта А4 Желябовского м-я

Пласт	Плотность, кг/м ³		Обводненность, объемное содержание, %	Относительная плотность газа	Газовый фактор, м ³ /т	Температура, пласта, °С	Вязкость нефти, сПз	
	нефти	воды					при 20 °С	при 5 °С
A ₄	799,6	1176	11,0 – 94,8	1,312	64,8	40	2,96	4,12

Таблица 13.4 - Результаты гидравлического расчета

Участок		Длина, м	Разность отметок, м	Диаметр внутренний, мм	Расход жидкости, м ³ /сут	Давление избыточное, МПа		Перепад давления, МПа	Скорость, м/с
начало	конец					начало	конец		
Скв. № 1	АГЗУ-2 Восточного м-я	10093,8	-11,19	102	257,6	2,620	2,000	0,620	0,365
		10667,4		147		2,220		0,220	0,176

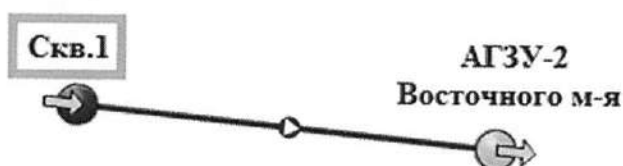


Рис. 13.1 - Расчетная схема

13.4 Характеристика параметров трубопровода

Характеристика и значения проходных давлений по трассе проектируемого выкидного трубопровода приведены в таблице 13.5.

Таблица 13.5 - Характеристика и значения проходных давлений по трассе проектируемого выкидного трубопровода

Участок		Длина, м	Диаметр х толщина стенки, мм	Давление избыточное, МПа	
начало	конец			начало	конец
Скв. № 1	АГЗУ-2 Восточного м-я	10093,8	114х6	2,620	2,000
		10667,4	159х6	2,220	

13.5 Обоснование диаметра трубопровода

Обоснованием выбора труб определенного диаметра для строительства промыслового трубопровода является гидравлический расчет трубопровода. Трубопровод обеспечивает транспорт необходимых объемов рабочего продукта в соответствии с техническими требованиями на проектирование.

По результатам гидравлического расчета и на основании письма АО «Самаранефтегаз» от 27.05.2020 № СНГ 26/3-3197 диаметр выкидного трубопровода от скважины № 1 Армавирского месторождения принят DN 100 DN 150.

13.6 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

За рабочее давление выкидного трубопровода принято давление 3,50 МПа (35,0 кгс/см²) с учетом возможного повышения давления из-за парафиноотложения (уменьшения пропускной способности трубы).

За расчетное давление выкидного трубопровода принято давление 4,0 МПа – максимально возможное давление, развиваемое погружным насосом при работе на закрытую задвижку.

13.7 Описание системы работы клапанов-регуляторов

Установка клапанов-регуляторов на трубопроводе проектом не предусматривается.

13.8 Обоснование и необходимость использования антифрикционных присадок

Применение антифрикционных присадок проектом не предусматривается.

14 Расчет трубопровода на прочность

Расчет на прочность выкидного трубопровода выполнен в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствии с п.14 ФНИП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», настоящей проектной документацией учтены все виды нагрузок и воздействий, возникающих на этапах строительства, эксплуатации, консервации трубопроводов.

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки выкидного трубопровода приведены в таблице 14.1.

Таблица 14.1 - Исходные данные и результаты расчета толщины стенки выкидного трубопровода

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод от скважины № 1
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	ГОСТ Р 55990-2014
Диаметр d_e , мм	414 159
ГОСТ на трубы	ГОСТ 31443-2012
Класс прочности	КП360*
Временное сопротивление R_{un} , МПа	460
Предел текучести R_{yn} , МПа	360
Расчетное давление P_n , МПа	4,0
Давление испытания на прочность, МПа	5,0
Категория трубопровода	C/B***
Коэффициенты надежности: - по ответственности трубопровода γ_n - по условиям работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты γ_{ds} - по материалу при расчете по прочности γ_{mu} - по материалу при расчете по текучести γ_{my} - надежности по давлению γ_{fp}	1,1 0,767/0,637 1,40** 1,15 1,20
Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) R_u, R_y , МПа	218,28/181,28***
Расчетная толщина стенки t , мм	1,25/1,51*** 1,75/2,11***

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод от скважины № 1
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки C_1 , мм	0,750
Прибавка на коррозию и износ C_2 , мм	2,00
Номинальная толщина стенки $t_{ном}$, мм	4,00/4,26*** 4,50/4,86***
Принятая толщина стенки, мм	6,0
Отбраковочная толщина стенки****, мм	2,0
Расчетный срок службы, лет	32,5 27,0

*аналог К48 в соответствии с Методическими указаниями Компании «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» № П4-01.06 М-0111;
 **трубная продукция для промысловых трубопроводов подвергаются неразрушающему контролю при приемо-сдаточных испытаниях в объеме 100% в соответствии с требованиями Методических указаний Компании «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» № П4-01.06 М-0111;
 ***в числителе приведены значения для участков трубопровода, относящихся к категории С, в знаменателе – для участков трубопровода, относящихся к категории В;
 ****расчет отбраковочной толщины стенки приведен в приложении А.

Для обеспечения срока службы трубопроводов не менее 20 лет расчетом предусматривается прибавка на коррозию и износ, определяемая исходя из допускаемой скорости коррозии 0,1 мм/год согласно требованиям п. 15.5.4. ГОСТ Р 55990-2014.

Окончательная толщина стенки принималась с учетом номенклатуры выпускаемых труб и унификации применяемых в проекте типоразмеров труб.

Исходные данные и результаты расчетов выкидного трубопровода на прочность и устойчивость приведены в таблице 14.2.

Таблица 14.2 - Исходные данные и результаты расчетов выкидного трубопровода на прочность и устойчивость

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод от скважины № 1
Наружный диаметр трубопровода D_n , мм	114 159
ГОСТ на трубы	ГОСТ 31443-2012
Толщина стенки, мм	6
Внутренний диаметр трубопровода $D_{ин}$, мм	102 147
Класс прочности	КП360*
Временное сопротивление $R_{инт}$, МПа	460
Предел текучести R_{ym} , МПа	360

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод от скважины № 1
Коэффициент линейного расширения α , град ⁻¹	0,000012
Модуль упругости E , МПа	$2,06 \times 10^5$
Коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона) μ	0,30
Расчетный температурный перепад Δt , °С	40**
Продольное напряжение в трубопроводе на упругоизогнутых участках от расчетных нагрузок и воздействий, σ_l , МПа:	
σ_l^1	-124,34 -120,74
σ_l^2	-46,06 -38,86
Кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления $\sigma_{кц}$, МПа	45,60 63,60
Эквивалентные напряжения, МПа	152,35 162,18
Расчетные коэффициенты для проверки условия прочности:	
- для продольных напряжений f_l	0,45
- для эквивалентных напряжений f_{eq}	0,65
Контрольное значение для проверки условия прочности:	
- для продольных напряжений, A , МПа	162,00
- для эквивалентных напряжений, B , МПа	234,00
Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S , МН	0,22 0,32
Коэффициент учета высоты засыпки, K	3,00
Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, q_s^* , МН/м	0,008 0,010
Предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх, q^* , МН/м	0,008 0,011

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод от скважины № 1
Значение критического продольного усилия, МН:	
- для крутоизогнутых участков N_{CR}^1	0,86 1,59
- для прямолинейных участков, N_{CR}^2	44,29 19,93
Коэффициент запаса общей устойчивости $k_{u.b.}$	1,30
Контрольное значение для проверки общей устойчивости крутоизогнутых участков трубопровода, С, МН:	
- для крутоизогнутых участков, C_1	0,66 1,23
- для прямолинейных участков, C_2	40,99 15,33
*аналог К48 в соответствии с Методическими указаниями Компании «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» № П4-01.06 М-0111;	
**разность между температурой продукта и температурой монтажа (сварка последнего стыка).	

Условие прочности подземных трубопроводов для продольных и эквивалентных напряжений:

$$\sigma_l \leq f_l \sigma_y \text{ или } \sigma_l \leq A;$$

$$\sigma_{eq} \leq f_{eq} \sigma_y \text{ или } \sigma_{eq} \leq B.$$

Условие общей устойчивости трубопроводов в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы:

$$S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} \times N_{CR} \text{ или } S \leq C.$$

Все условия выполнены.

Минимальная температура замыкания последнего стыка трубопровода не ниже 0 °С.

Максимальная температура продукта не более 39 °С (абсолютная температура окружающего воздуха по Самарской области).

Для упругоизогнутых участков выкидного трубопровода определен минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, при котором соблюдаются условия прочности.

Минимальный радиус упругого изгиба оси выкидного трубопровода DN 100 – 300 м DN 150 – 400 м.

15 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов

Согласно п.9.2.1 ГОСТ Р 55990-2014 по трассе проектируемого выкидного трубопровода предусмотрена задвижка клиновая с ручным приводом.

Согласно п.1.2.8 технических требований на проектирование (6746П-П-250.000.000-ПЗ-01) и п.п.19 ФНиП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» на переходе проектируемого выкидного трубопровода через автодорогу «Б. Черниговка - Подъем-Михайловка» (III кат.) предусмотрена запорная арматура в ручном исполнении (ПК 83+60,00; ПК 87+00,00).

Описание установки запорной арматуры на выкидном трубопроводе на устье скважин, на площадках камер пуска-приема ОУ и на площадке существующей АГЗУ приведено в томе 6746П-П-250.000.000-ИЛО5-07 (Том 4.5.7.1 – Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта». Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 7 «Технологические решения» Книга 1 «Технология производства».

16 Материальное исполнение оборудования и трубопроводов

Материальное исполнение трубопроводов – стандартное или стойкое к сульфидно-коррозионному растрескиванию (СКР) выбиралось с учетом параметров технологического процесса, характеристики коррозионно-агрессивной среды согласно таблице № 1 приложения 2 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Рабочее давление среды и выбранное материальное исполнение выкидного трубопровода и арматуры приведены в таблице 16.1.

Таблица 16.1 - Выбор материального исполнения арматуры и трубопровода

Трубопровод и оборудование	Давление расчетное МПа (абс.)	Объемное содержание сероводорода, %	Парциальное давление сероводорода, Па	Материальное исполнение
Выкидной трубопровод от скважины № 1	2,72	0,11	2992	Повышенной коррозионной стойкости (стойкой к СКР)
Арматура				

Материальное исполнение выкидного трубопровода принято из стали повышенной коррозионной стойкости (стойкой к СКР), класс прочности КП360 (К48) по ТУ, утвержденным ПАО «НК «Роснефть».

Трубы должны соответствовать требованиям ГОСТ 31443-2012 уровня УТП2 с выполнением дополнительных требований для труб, предназначенных для эксплуатации в кислых средах в соответствии с требованиями Приложения А ГОСТ 31443-2012 и приложения А и В ГОСТ 53678-2009.

Запорная арматура (задвижка клиновая с ручным приводом) предусматривается из низкоуглеродистой стали повышенной коррозионной стойкости (стойкой к СКР), герметичность затвора класса А, климатическое исполнение - У1 по ГОСТ 15150-69.

Соединительные детали трубопроводов (тройники, переходники, отводы, днища, заглушки) и фланцы должны изготавливаться в соответствии с государственными или отраслевыми стандартами или техническими условиями, утвержденными в установленном порядке, и в соответствии с методическими указаниями компании ОАО «НК «Роснефть» «Единые технические требования. Соединительные детали трубопроводов» № П4-06 М-0116.

Материальное исполнение соединительных деталей трубопроводов и фланцев, должно соответствовать по марке стали и классу прочности материалу трубы, на которой они установлены. Требования к материалу соединительных деталей предъявляются такие же, как и к трубам.

17 Теплоизоляция трубопровода

Теплоизоляция проектируемого выкидного трубопровода не предусматривается.

18 Защита от коррозии

Для защиты проектируемого выкидного трубопровода от внутренней коррозии предусматривается:

- применение труб повышенной коррозионной стойкости класса прочности КР360 по ГОСТ 31443-2012;
- периодическая подача в затрубное пространство скважины ингибитора коррозии передвижными средствами;
- применение устройства контроля скорости коррозии в соответствии с требованиями с п. 364 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на проектируемом трубопроводе.

Для защиты от почвенной коррозии предусматривается:

- строительство выкидного трубопровода из труб диаметром 444 159 мм, покрытых антикоррозионной изоляцией усиленного типа, выполненной в заводских условиях;
- покрытие поверхности трубопровода и отводов гнутых наружным защитным покрытием усиленного типа, выполненным в заводских условиях, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть»;
- покрытие сварных стыков трубопровода комплектами термоусаживающихся манжет в соответствии с методическими указаниями Компании «Единые технические требования. Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков предварительно изолированных труб в трассовых условиях» П1-01.04 М-0041. В комплект термоусаживающихся манжет входят: праймер, лента термоусаживающаяся и замок;
- антикоррозионная изоляция (усиленного типа) деталей трубопроводов по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

В зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный надземный участок покрывается антикоррозионной изоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» на высоту 0,3 м.

Перед нанесением антикоррозионного покрытия наружную поверхность трубопроводов и опор очистить от продуктов коррозии, обезжирить. Степень очистки – «вторая» по ГОСТ 9.402-2004 «Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию» и не менее Sa 2 1/2 по ГОСТ Р ИСО 8501-1-2014 «Подготовка стальной поверхности перед нанесением лакокрасочных материалов и относящихся к ним продуктов». Работы проводятся в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

Конструкция антикоррозионной изоляции приведена в таблице 18.1.

Таблица 18.1 - Конструкция гидроизоляции

Комплект изоляционных материалов	
Детали трубопровода	Сварные стыки трубопровода
Праймер / битумная грунтовка (подготовительный слой)	Термоусаживающиеся манжеты толщиной не менее 1,2 мм.
Лента промышленная изоляционная мастичная / битумная на полимерной основе (изоляционный слой) толщиной не менее 2,0 мм – 1 слой	
Лента термоусаживающаяся промышленная (защитный слой) толщиной не менее 0,6 мм - 1 слой	

По показателям свойств и температурному диапазону применения изоляционные покрытия должны обеспечивать эффективную противокоррозионную защиту изолированных изделий на весь нормативный срок эксплуатации трубопроводов.

Покрытия должны соответствовать ГОСТ Р 51164-98, СП 245.1325800.2015 «Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе. Правила производства и приемки работ».

Для защиты от атмосферной коррозии наружная поверхность трубопроводов, арматуры и металлоконструкций очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, наносится следующая система покрытий общей толщиной не менее 250 мкм:

- эпоксидное покрытие – один слой 125 мкм;

- полиуретановое покрытие стойкое к ультрафиолетовому излучению – один слой толщиной 125 мкм.

Покрyтия для антикоррозионной защиты наружной поверхности трубопроводов, арматуры, а также металлоконструкций должны соответствовать требованиям Технологической инструкции Компании «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании» № П2-05 ТИ-0002.

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

Вопросы по увеличению пропускной способности трубопроводов в проектной документации не рассматривались. Необходимости в прокладке резервных ниток трубопроводов нет.

Потенциальной необходимости в резервном оборудовании нет.

20 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием

Выбор технологии транспорта продукции скважины основан на опыте эксплуатации аналогичных объектов, на типовых проектных решениях, выполненных в соответствии с действующими нормативными документами, а также на основании задания на проектирование.

21 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием

Основное и вспомогательное оборудование, в том числе запорная арматура, установлены в соответствии с типовыми схемами обвязки устьевого оборудования и обустройств месторождений, утверждёнными в соответствующей нормативно-технической документации, ГОСТ Р 58367-2019, ГОСТ Р 55990-2014, ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

22 Сведения о числе рабочих мест и их оснащённости, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта

Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе приведены в разделе 8.

Подробная информация о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников приведена в 6746П-П-250.000.000-ИЛО5-08 (том 4.5.7.2 Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта». Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 7 «Технологические решения». Книга 2 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием»).

23 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды

К основным видам ресурсов необходимых для обеспечения технологического процесса относятся электроэнергия, реагенты, вода, пар, жидкости глушения, строительные машины и механизмы.

Годовая потребность в электроэнергии определена проектом и описывается в 6746П-П-250.000.000-ИЛО5-01 (Том 4.5.1 – Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта». Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 1 «Система электроснабжения»).

Потребность в воде, паре, жидкостях глушения и реагентах определяется техническим регламентом на проведение соответствующих работ разрабатываемым специалистами АО «Самаранефтегаз».

Потребность в реагентах в среднем составляет 100 – 400 г на тонну добываемой жидкости. Реагент поставляется в герметичной таре.

Потребность в строительных машинах и механизмах определена на максимально загруженный год строительства, на основании физических объемов, эксплуатационной производительности машин и механизмов, принятых темпов работ, в соответствии с исходными данными подрядчика и подробно описана в 6746П-П-250.000.000-ПОС-01 (Том 5 - Раздел 5 «Проект организации строительства»).

На основании ГОСТ Р 58367-2019 пожаротушение проектируемых объектов предусматривается осуществлять первичными средствами без применения систем водо- и пенотушения. Поэтому в данном проекте вода на производственные нужды не требуется и вопрос производственного водоснабжения не решается.

Топливо для технологических нужд не требуется.

24 Описание системы управления технологическим процессом

Сведения о системе управления технологического процесса приведены в разделе 10.

25 Описание системы диагностики состояния трубопровода

Диагностика технического состояния трубопроводов и периодичность контрольных мероприятий по оценке технического состояния трубопроводов выполняется в соответствии с разделом 7 методических указаний компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК Роснефть» и его обществ группы» № П1-01.05 М-0133. Вид и объем диагностических обследований определяет техническая служба НГДУ в зависимости от аварийности и металлографического исследования аварийных образцов. Диагностические обследования проводит служба контроля, структурно выделенная в лабораторию дефектоскопии, участок, группу или отдел технического контроля при базе производственного обслуживания (БПО) или может привлекаться и со стороны. Периодичность диагностики устанавливается руководством НГДУ в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков ПТ, но она не должна быть реже:

- одного раза в год для трубопроводов I категории;
- одного раза в 6 лет для трубопроводов II и III категории.

Согласно требованиям ФНиП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» и МУК «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК Роснефть» № П1-01.05 М-0133, первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию внутрипромысловых трубопроводов следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

Срок последующего контроля должен уточняться в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Оценка состояния контролируемого участка может осуществляться одним или несколькими методами технической диагностики, классифицированными ГОСТ 56542-2015, с учетом конкретных условий, ответственности контролируемого объекта и требуемой надежности контроля. Основными методами контроля внутрипромысловых трубопроводов являются:

- ультразвуковой;
- радиографический (ГОСТ 7512-82);
- акустический (ГОСТ 20415-82).

26 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры выше (ниже) допустимой

Специализированных мероприятий для защиты от снижения температуры настоящим проектом не предусмотрено.

27 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению

Объемы и характеристика отходов, образующихся в период строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, приведены в 6746П-П-250.000.000-ООС-01 (том 7.1, Раздел 7 «Мероприятия по охране окружающей среды». Часть 1 «Общие сведения»).

Образованные промышленные и твердые коммунальные отходы в процессе строительства, реконструкции и эксплуатации объекта хранить в отдельных контейнерах на площадке с твердым покрытием в местах базирования бригад и участков. Вывоз осуществлять на санкционированный полигон.

Вывоз нефтезагрязненных грунтов, образованных на период эксплуатации от возможных порывов, а также шлама очистки емкостей и трубопроводов, предусмотрен специализированным транспортом на площадку для размещения и переработки нефтесодержащих отходов и пункта приема и очистки жидкой фракции с порывов трубопроводов на Горбатовском месторождении.

28 Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями

Способы сбора, хранения и транспортировки отходов должны исключать возможность загрязнения окружающей территории, почвы и обеспечивать безопасность персонала, занятого на всех этапах работы по очистке и обезвреживанию промышленных отходов. Существуют различные методы ликвидации разливов нефти, учитывающие процессы, происходящие с нефтепродуктами при разливе на грунт, водную или ледовую поверхность. Токсичные отходы требуют обезвреживания, переработки или захоронения на специализированных полигонах.

Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями представлены в 6746П-П-250.000.000-ООС-01 (том 7.1, Раздел 7 «Мероприятия по охране окружающей среды». Часть 1 «Общие сведения»).

29 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

При возникновении аварийного порыва трубопроводов произойдет выброс сырой нефти на поверхность почвы/воды и выделение в атмосферу свободного нефтяного газа, что может привести к возникновению взрывоопасного газовоздушного облака, к загрязнению почвы / воды и атмосферы углеводородами. На загрязненных нефтью участках происходит гибель растений, комплекса почвенных беспозвоночных, перестройка почвенных микроорганизмов. Естественное восстановление растительного покрова и комплекса почвенных животных происходит в течение 8-10 лет, но и через 15-20 лет видовой состав растений оказывается беднее, чем на незагрязненных землях.

Решения по исключению разгерметизации оборудования и предупреждению аварийных выбросов опасных веществ и решения, направленные на предупреждение развития аварии и локализацию выбросов (сбросов) опасных веществ рассмотрены в 6746П-П-250.000.000-ГОЧС-01 (том 10.2 - Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами». Часть 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятий по противодействию терроризму»).

30 Оценка возможных аварийных ситуаций

Проектируемый объект относится к опасным сооружениям, на которых возможна аварийная разгерметизация и выход нефтепродукта на поверхность.

При анализе возможных аварий на идентичных объектах было выявлено, что на проектируемых сооружениях с определенной вероятностью возможны аварии с взрывом, пожаром, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери, т.е. вызвать чрезвычайную ситуацию (ЧС).

Как показал анализ аварийных ситуаций на объектах нефтяной промышленности к авариям, которые могут вызвать ЧС, относятся:

- разгерметизация трубопроводов полным сечением;
- частичная разгерметизация трубопроводов с образованием свища;
- прекращение подачи электроэнергии;
- нарушение технологического режима, правил техники безопасности и ошибочные действия персонала при проведении профилактического ремонта;
- коррозия трубопроводов.

При возникновении максимальной аварии (порыв трубопроводов полным сечением) на проектируемых объектах к поражающим факторам относятся:

- воздействие избыточного давления ударной волны при сгорании облака паровоздушной смеси;
- тепловое воздействие при пожаре пролива нефти.

При этом реальную опасность (для окружающей среды и людей, попавших в зоны возможного воздействия) представляют случаи возгорания истекающего продукта, взрыва облака паровоздушной смеси.

В зону поражающих факторов могут попасть:

- обслуживающий персонал;
- люди, случайно оказавшиеся на месте возникновения аварии.

Более подробно оценка возможных аварийных ситуаций проведена в 6746П-П-250.000.000-ГОЧС-01 (том 10.2 - Раздел 10 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами». Часть 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятий по противодействию терроризму»).

31 Сведения об опасных участках на трассе трубопроводов и обоснование размера защитных зон

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемого трубопровода устанавливаются охранные зоны в соответствии с требованиями раздела 4 «Правил охраны магистральных трубопроводов».

Размер охранной зоны трубопроводов (по 25 м от оси трубопровода) устанавливается в соответствии с п.6.2 МУК «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его Обществ Группы» № П1-01.05 М-0133.

Ограничения по работе в охранной зоне устанавливаются в соответствии с п.6.2 МУК «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его Обществ Группы» № П1-01.05 М-0133, ФНП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

32 Перечень проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка нефтепровода в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов)

32.1 Переходы через искусственные и естественные преграды и параллельное следование с инженерными сооружениями

По трассе проектируемый выкидной трубопровод пересекает автодорогу Б. Черниговка - Подъем-Михайловка (III кат.).

Переход через автодорогу Б. Черниговка - Подъем-Михайловка выполняется методом наклонно-направленного бурения (ГНБ) в защитном футляре из трубы диаметром 426х11 мм. Длина футляра 383,0 м.

Строительство перехода методом ГНБ представляет собой бестраншейную прокладку трубопровода на значительной глубине от пересекаемых препятствий, что гарантирует безопасность строительства и эксплуатацию перехода. Прокладка методом ГНБ сохраняет природный ландшафт и экологический баланс в местах производства работ, исключает техногенное воздействие на флору и фауну. Бурение выполняется по отдельному договору с подрядной организацией.

На концах футляра устанавливаются герметизирующие манжеты. Для защиты от повреждений трубопровода при протаскивании в футляр предусматривается установка на нем опорно-направляющих колец.

План и профиль перехода через автодорогу Б. Черниговка - Подъем-Михайловка приведены на чертежах 6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-011 - 6746П-П-250.000.000-ТКР-01-Ч-012.

Прохождение проектируемого выкидного по земельным участкам на ПК 21+15,2 – ПК 21+28,2; ПК 23+99,8 – ПК 24+46,0; ПК 36+99,0 – ПК 37+30,0; ПК 44+09,0 – ПК 44+54,0; ПК 56+57,2 – ПК 56+73,2; ПК 105+87,2 – ПК 106+12,4 предусматривается закрытым способом в защитных футлярах из трубы диаметром 426х11 мм. Длина футляров 13,0 м; 45,8 м; 37,0 м; 46,0 м; 16,0 м; 35,2 м соответственно.

На концах футляра устанавливаются герметизирующие манжеты. Для защиты от повреждений трубопровода при протаскивании в футляр предусматривается установка на нем опорно-направляющих колец.

Переход проектируемого выкидного трубопровода через проезды без усовершенствованного покрытия осуществляются открытым способом. Глубина заложения проектируемого трубопровода в месте пересечения не менее 1,7 м от верха покрытия проезда до верхней образующей трубы в соответствии с п.19 ФНИП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

Укрепление склонов при переходе через овраг Солёный (ПК 23+51,00) и овраг Трёхгранный (ПК 36+49,53) выполняется геотехническими решетками высотой 100 мм с укладкой на уплотненный грунт и креплением стальными анкерами из арматуры с засыпкой ячеек растительным грунтом с посевом многолетних трав.

32.2 Пересечения с подземными коммуникациями и линиями электропередач

Пересечения с подземными коммуникациями и линиями электропередач выполняются в соответствии с техническими условиями владельцев пересекаемых коммуникаций.

Ведомость пересечений приведена в приложении Б.

Пересечение проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 1 с существующими подземными коммуникациями АО «Самаранефтегаз» выполняется в соответствии с техническими условиями владельца коммуникаций. Прокладка проектируемого трубопровода предусматривается ниже уровня пересекаемых существующих трубопроводов АО «Самаранефтегаз». В месте пересечения с существующими трубопроводами расстояние в свету не менее 350 мм, угол не менее 60 градусов.

Пересечение проектируемого трубопровода с линией электропередач напряжением 6 кВ АО «Самаранефтегаз» выполняется в соответствии с техническими условиями владельца коммуникации. Наименьшее расстояние до ближайших заземлителей опор ВЛ составляет не менее 5 м в соответствии с требованиями ПУЭ.

Пересечение проектируемого трубопровода с подземным кабелем АО «Самаранефтегаз» выполняется в соответствии с техническими условиями владельца коммуникации. При пересечении с кабелем расстояние в свету принимается не менее 500 мм, под углом близким к 90 градусам. В месте пересечения подземный кабель заключается в защитный металлический футляр.

Пересечение проектируемого трубопровода с подземными кабелями связи ООО «Газпром трансгаз Самара» выполняется в соответствии с техническими условиями владельца коммуникаций. При пересечении с кабелем расстояние в свету принимается не менее 1000 мм, под углом близким к 90 градусам, но не менее 60 градусов. В месте пересечения подземный кабель заключается в защитный металлический футляр.

Пересечение проектируемого трубопровода с газопроводом ООО «Газпром трансгаз Самара» выполняется в соответствии с техническими условиями владельца коммуникации. При пересечении с газопроводом расстояние в свету принимается не менее 1000 мм, под углом близким к 90 градусам, но не менее 60 градусов.

По трассе проектируемый трубопровод пересекает коридор коммуникаций.

Переход осуществляется подземно, методом ГНБ в защитном футляре из трубы диаметром 426х11 мм, длина футляра 383 м.

Строительство перехода методом ГНБ представляет собой бестраншейную прокладку трубопровода на значительной глубине от пересекаемых препятствий, что гарантирует безопасность строительства и эксплуатацию перехода. Прокладка методом ГНБ сохраняет природный ландшафт и экологический баланс в местах производства работ, исключает техногенное воздействие на флору и фауну. Бурение выполняется по отдельному договору с подрядной организацией.

На концах футляра устанавливаются герметизирующие манжеты. Для защиты от повреждений трубопровода при протаскивании в футляр предусматривается установка на нем опорно-направляющих

32.3 Установка знаков по трассе трубопровода

По трассе проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 1 устанавливаются опознавательные знаки:

- на углах поворота трассы;
- на пересечениях с подземными коммуникациями;
- на каждом километре трассы.

32.4 Обоснование безопасного расстояния от оси нефтепровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении нефтепровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами

Безопасность в районах прохождения промыслового трубопровода обеспечивается расположением его на соответствующих расстояниях от объектов инфраструктуры. Населенные пункты, мосты и дороги в близлежащем к трассе районе отсутствуют.

Зона минимальных расстояний до зданий и сооружений регламентируется п.7.2 ГОСТ 55990-2014 и устанавливает ограничения на размещение зданий и сооружений в зоне минимально-допустимых расстояний.

32.5 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов

Необходимый уровень конструктивной надежности промыслового трубопровода обеспечивается путём категорирования трубопровода и их участков в зависимости от назначения по ГОСТ Р 55990-2014.

Расчетное давление проектируемого трубопровода принято равным 4,0 МПа.

32.6 Монтаж и испытание проектируемого трубопровода

Строительство и монтаж проектируемого трубопровода предусматривается в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, РД 03-614-03, РД 03-615-03, ВСН 006-89.

Контролю физическими методами подвергается 100% сварных стыков трубопровода, в том числе, радиографическим методом 100% соединений трубопровода категории С, В.

По окончании строительно-монтажных работ трубопроводы промываются водой. Работы производятся по специальной рабочей инструкции на очистку полости и испытания трубопровода с учетом местных условий производства работ, составленной на основании ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация», ФНИП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов». Совместно с профилометрией осуществить пропуск полиуретанового цельнолитого поршня.

По окончании очистки трубопроводы испытываются на прочность и герметичность гидравлическим способом в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 с последующим освобождением от воды.

Проверку на герметичность участка или трубопровода в целом проводят после испытания на прочность при снижении испытательного давления и выдержки трубопровода в течение времени, необходимом для осмотра трассы, но не менее 12 часов.

Гидравлическое испытание проектируемого выкидного трубопровода проводится в три этапа.

На первом этапе предусматривается испытание выкидного трубопровода на переходе через автодорогу «Б. Черниговка - Подъем-Михайловка» с прилегающими по обе стороны дороги участками, длиной 25 м каждый после укладки на проектные отметки.

На втором этапе предусматривается испытание: узлов пуска/приема ОУ (и участков по 250 м, примыкающих к ним), выкидного трубопровода с узлами линейной запорной арматуры (а также примыкающие к ним участки по 250 м), выкидного трубопровода на переходе через автодорогу «Б. Черниговка - Подъем-Михайловка» (с прилегающими по обе стороны дороги участками, длиной 25 м каждый) после укладки.

На третьем этапе предусматривается испытание всего проектируемого трубопровода.

Испытание проектируемого выкидного трубопровода на переходе через автомобильную дорогу «Б. Черниговка - Подъем-Михайловка» с прилегающими по обе стороны дороги участками, длиной 25 м каждый, выполнить в три этапа:

- первый этап – после укладки на проектные отметки, $R_{исп.}=1,5P_{раб.}=6,0$ МПа;
- второй этап – после укладки, но до засыпки, $R_{исп.}=1,25P_{раб.}=5,0$ МПа;
- третий этап - одновременно с испытанием трубопровода, $R_{исп.}=1,25P_{раб.}=5,0$ МПа.

Испытание узлов пуска и приема ОУ и участков выкидного трубопровода от скважины № 1 по 250 м, примыкающих к узлам пуска и приема, выполнить в два этапа:

- первый этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах, $R_{исп.}=1,5P_{раб.}=6,0$ МПа;
- второй этап – одновременно со всеми трубопроводами, $R_{исп.}=1,25P_{раб.}=5,0$ МПа.

Испытание узлов запорной арматуры, а также участков трубопровода по 250 м, примыкающие к ним, выполнить в два этапа:

- первый этап – после укладки и засыпки или крепления на опорах, $R_{исп.}=1,5P_{раб.}=6,0$ МПа;
- второй этап – одновременно со всеми трубопроводами, $R_{исп.}=1,25P_{раб.}=5,0$ МПа.

Величина давления испытания проектируемого трубопровода от скважины № 1, включая участки пересечения проектируемого выкидного трубопровода с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемых коммуникаций:

- на прочность – $R_{исп.}=1,25P_{раб.}=5,0$ МПа в верхней точке, но не более заводского давления испытания в нижней точке;
- на герметичность – $R_{исп.}=P_{раб.}=4,0$ МПа.

Гидравлическое испытание проводить при положительной температуре окружающего воздуха, с температурой воды не ниже плюс 5 °С.

По завершению строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность, на трубопроводе осуществляется комплексное опробование. В соответствии с ФНИП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» комплексным опробованием считается заполнение трубопровода транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов.

32.7 Сведения о нагрузках и воздействиях на проектируемый трубопровод

На проектируемый трубопровод действуют следующие виды нагрузок:

- продольные осевые напряжения для заданной толщины стенки;
- кольцевые напряжения от рабочего давления;
- растягивающие напряжения;
- сжимающие напряжения;
- нагрузка от веса металла трубы;
- нагрузка от веса транспортируемого продукта;
- вертикальная нагрузка;
- сопротивление грунта продольным перемещениям.

Все нагрузки и воздействия на проектируемый трубопровод учтены в расчете трубопровода на прочность.

32.8 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам

Принятые параметры и расчеты коэффициентов при расчете проектируемого трубопровода на прочность приведены в таблице 14.1.

32.9 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета, приведены в таблице 14.1.

32.10 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода

Требования к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны – в соответствии с ТУ на трубную продукцию, утвержденными в установленном порядке ПАО «НК «Роснефть».

32.11 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации

Транспортировку и складирование труб, отводов и других материалов проводить согласно требованиям ГОСТ 10692-2015, «Правил дорожного движения».

Тип транспортных средств выбирают в зависимости от условий перевозок в соответствии с проектом производства работ. Расстояние от следа движения транспортного средства до бровки разработанной траншеи должно быть не менее 3 м.

Величина заднего свеса труб и трубных секций при транспортировке не должна превышать размеров, установленных паспортом трубопроводов (плетевозов). Погрузочно-разгрузочные работы выполняются с использованием грузоподъемного оборудования, технические параметры которого соответствуют весу и габаритам труб и сохраняют их качество.

Погрузку и разгрузку труб изолированных труб следует производить таким образом, чтобы не допустить из соударения, волочения по земле и по нижележащим трубам.

Разгрузка допускается на спланированный грунт или на специальные стеллажи для хранения труб и деталей.

При складировании труб запрещается:

- укладывать в один штабель трубы разного диаметра;
- производить укладку труб верхнего ряда до закрепления труб нижнего ряда;

- складировать вместе изолированные и неизолированные трубы;
- укладывать трубы в наклонном положении с опиранием одной стороны труб на нижележащие.

Раскладку по трассам производят трубоукладчиками. При раскладке вдоль траншеи труб и секций их следует размещать на расстоянии 1,5 – 2 м от бровки траншеи.

Места контакта труб с упорными и разделительными стойками должны быть облицованы амортизирующими материалами.

32.12 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве

Трубопроводы, используемые в настоящем проекте, при соответствующей электрохимической защите достаточно устойчивы к суглинкам и глинам, грунтовым водам, встречающимся по трассе проектируемого трубопровода.

При прокладке проектируемого трубопровода бетон не применяется.

Согласно 6746П-П-250.000.000-ИГИ-01, грунты по содержанию сульфатов к бетонным конструкциям:

- из портландцемента марок W4 неагрессивные, марок W6 неагрессивные, марок W8 неагрессивные, марок W10-W14 неагрессивные, марок W16-W20 неагрессивные;
- из шлакопортландцемента марок W4 неагрессивные, марок W6 неагрессивные, марок W8 неагрессивные, марок W10-W14 неагрессивные, марок W16-W20 неагрессивные;
- из сульфатостойких цементов марок W4 неагрессивные, марок W6 неагрессивные, марок W8 неагрессивные, марок W10-W14 неагрессивные, марок W16-W20 неагрессивные.

32.13 Описание конструктивных решений при укреплении оснований и усилению конструкций при прокладке трубопроводов по трассе с крутизной склонов более 15 градусов

На всём протяжении трассы проектируемого трубопровода отсутствуют склоны с крутизной более 15 градусов.

Конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций проектом не предусматривается.

32.14 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках

Проектируемый трубопровод укладывается на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы.

32.15 Описание принципиальных конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, а участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек

Обводненные участки, участки болот, участки, где наблюдаются осыпи, оползни, участки с пересечениями проектируемым трубопроводом крутых склонов, промоин, отсутствуют.

32.16 Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)

Балластировка проектируемого трубопровода не требуется.

32.17 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов

Судоходные водные объекты и лесосплавные реки по трассе проектируемого трубопровода отсутствуют.

Установка сигнальных знаков не требуется.

33 Приложения

Приложение А Расчет отбраковочной толщины стенки промышленных трубопроводов

Расчет отбраковочной толщины стенки промышленных трубопроводов выполнен в соответствии с приложением № 2 к ФНиП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов»:

1. Расчетное сопротивление материала труб:

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1 = 460 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot 0,8 = 220,8 \text{ МПа}$$

где $R_1 = 460$ МПа – наименьшее значение временного сопротивления для труб класса прочности КП360 (аналог К48), $m_1 = 0,8$ – коэффициент условий работы материала труб при разрыве; $m_2 = 0,75$ – коэффициент условий работы внутрипромыслового трубопровода, $k_1 = 0,8$ – коэффициент однородности материала труб.

- 2.

$$R_2^H \cdot m_3 / R_1^H \cdot m_2 = 360 \cdot 1 / 460 \cdot 0,75 = 1,043,$$

где $R_2^H = 360$ МПа – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, $m_3 = 1$ – коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах.

3. Расчет отбраковочной толщины стенки внутрипромысловых трубопроводов:

$$\delta_{\text{отб}} = n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_H / 2 \cdot (R_1 + n \cdot P) = 1,2 \cdot 3,45 \cdot 1 \cdot 0,159 / 2 \cdot (220,8 + 1,2 \cdot 3,45) = 0,00146 \text{ м} = 1,46 \text{ мм}$$

где $n = 1,2$ – коэффициент перегрузки рабочего давления внутрипромыслового трубопровода, $P = 3,45$ МПа – рабочее давление внутрипромыслового трубопровода, $\alpha = 1$ – коэффициент несущей способности для труб, $D_H = 0,159$ м – наружный диаметр внутрипромыслового трубопровода.

На основании того, что расчетное значение отбраковочной толщины стенки промышленных трубопроводов меньше значения, указанного в таблице 1 приложения № 3 ФНиП «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов», отбраковочная толщина стенки внутрипромыслового трубопровода принята 2,5 мм для труб диаметром до DN 150 включительно.

Приложение Б

Ведомость пересечений

Таблица 33.1 – Ведомость пересечений

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
Трасса выкидного трубопровода								
1	10+45,9	кабель связи	-	1,0	66	ООО «Газпром трансгаз Самара»	г. Самара, ул. Невская, д.3	
2	10+53,7	кабель связи	-	0,9	66	ООО «Газпром трансгаз Самара»	г. Самара, ул. Невская, д.3	
3	10+79,0	кабель связи	-	0,9	66	ООО «Газпром трансгаз Самара»	г. Самара, ул. Невская, д.3	
4	10+97,3	газопровод «Оренбург-Самара» отвод к ГРС-114	159	1,3	66	ООО «Газпром трансгаз Самара»	г. Самара, ул. Воеводина, д.10	
5	85+35,4	а/д Б. Черниговка - Подъем-Михайловка	-	-	90	Федеральное казенное учреждение «Федеральное управление автомобильных дорог «Большая Волга» Федерального дорожного агентства» (ФКУ «Поволжуправтодор»)		63+466 км
6	86+02,1	кабель связи ВОЛС	-	0,8	90	АО «Связьтранснефть»	с. Подъем-Михайловка, ул. Сухова 122а, зам. начальника ЦЭС Красюк А.В. тел. 89397570163	-
7	86+07,1	кабель связи		0,8	90	АО «Связьтранснефть»	с. Подъем-Михайловка, ул. Сухова 122а, зам. начальника ЦЭС Красюк А.В. тел. 89397570163	-
8	86+12,1	кабель связи	-	0,8	90	АО «Связьтранснефть»	с. Подъем-Михайловка, ул. Сухова 122а, зам. начальника ЦЭС Красюк А.В.	-

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересечения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
							тел. 89397570163	
9	86+24,6	МГ нефтепровод «Гурьев-Куйбышев»	720	1,4	90	НПС «Большая Черниговка» Самарское РНУ АО «Транснефть-Приволга»	с. Большая Черниговка, ул. Заводская 3, мастер ЛАЭС «Б. Черниговка» Варламов А.П. тел. 89379994211	-
10	86+59,0	ЛЭП-6 кВ, 3 пр., Ф-4 «Черниговка Север»	-	-	90	АО «Транснефть-Приволга»	с. Большая Черниговка, ул. Заводская 3, мастер ВЛ и ЭХЗ Савельев А.В. тел. 89372044422	сближение с опорой б/н 22,4 м
11	87+44,4	кабель связи ВОЛС	-	1,2	89	ПАО «Вымпелком» ООО «Телекомсервис»	г. Самара, ул. Ракинское шоссе 38 а, нач. участка Курбатов А.С. тел. 89171023985	-
12	87+55,9	кабель связи нед. снят с баланса	-	0,6	89	ПАО «Ростелеком»	с. Большая Глушица, ул. Гагарина 95, начальник ЛПЦ Ларина Т.Ю. тел. 88467322399	-
13	87+68,1	кабель связи ВОЛС		1,2	89	ПАО «Мегафон»	г. Самара, Московское шоссе 15, старший инженер Фомович И.В. тел. 9297084644	-
14	96+14,4	ЛЭП-6 кВ, 3 пр. Ф-506, ПС 35/6 кВ «Восточная»	-	-	83	АО «Самаранефтегаз» ЦЭЭ №6	с. Ровно-Владимировка, мастер СР №2 ЦЭЭ №6 Умнов Е.А. 89171574680	сближение с опорой б/н 18,16 м
15	96+15,6	кабель ЭХЗ нед.	-	1,0	83	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3 участок №2	с. Ровно-Владимировка, мастер ЦЭРТ-3 Поставной А.С. тел. 89277090026	-
16	96+19,1	нефтепровод нед.	89	0,7	83	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3 участок №2	с. Ровно-Владимировка, мастер ЦЭРТ-3	-

№ п/п	Пикетажное значение пересечения ПК+	Наименование коммуникации	Диаметр трубы, мм	Глубина до верха трубы, м	Угол пересе- чения, градус	Владелец коммуникации	Адрес владельца или № телефона	Примечание
							Поставной А.С. тел. 89277090026	
17	96+34,2	нефтепровод	89	1,6	83	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3 участок №2	с. Ровно-Владимировка, мастер ЦЭРТ-3 Поставной А.С. тел. 89277090026	-
18	105+97,7	ЛЭП-6 кВ, 3 пр. Ф-1109	-	-	25			
19	106+65,5	нефтепровод	89	1,2	87	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3 участок №2	с. Ровно-Владимировка, мастер ЦЭРТ-3 Поставной А.С. тел. 89277090026	-
20	106+68,1	нефтепровод	159	1,0	83	АО «Самаранефтегаз» ЦЭРТ-3 участок №2	с. Ровно-Владимировка, мастер ЦЭРТ-3 Поставной А.С. тел. 89277090026	-