



ООО «СВЗК»

**Свидетельство о членстве
СРО № П2-106-2-0441 от 11.01.2017 г.**

Заказчик – ООО «ННК-Самаранефтегаз»

**Сбор нефти и газа со скважины № 50
Родинского месторождения**

Проектная документация

Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта"

Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения"

Часть 7 "Технологические решения"

Книга 1 "Технология производства"

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01

Том 4.5.7.1



ООО «СВЗК»

**Свидетельство о членстве
СРО № П2-106-2-0441 от 11.01.2017 г.**

Заказчик – ООО «ННК-Самаранефтегаз»

**Сбор нефти и газа со скважины № 50
Родинского месторождения**

Проектная документация

Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта"

Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения"

Часть 7 "Технологические решения"

Книга 1 "Технология производства"

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01

Том 4.5.7.1

Заместитель Генерального Директора

К.С. Кузнецов

Главный инженер проекта

Т.А. Драгина

2023

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-С	Содержание тома 4.5.7.1	1
ПИР0001.002-СП	Состав проектной документации	1
ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ	Текстовая часть	
ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-Ч-001	Схема технологическая принципиальная	
ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-Ч-002	Ситуационный план	
ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-Ч-003	План расположения оборудования и трубопроводов на площадке скважины № 50	
ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-Ч-004	План проектируемой площадки приустьевой скв. № 2. Разрез	
ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-Ч-005	Площадка существующей АГЗУ Родинского месторождения	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-С						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Разраб.	Сечина		03.23	Содержание тома 4.5.7.1	П		1	
			Проверил	Кадулина		03.23					
			Н. контр.	Шешунова		03.23		ООО «СВЗК»			
			ГИП	Драгина		03.23					

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка» ПИР0001.002-ПЗ-01.

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №									
ПИР0001.002-СП															
	Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата									
	Разраб.	Драгина		<i>[Signature]</i>	03.23										
	Н. контр.	Юркин		<i>[Signature]</i>	03.23										
	ГИП	Драгина		<i>[Signature]</i>	03.23										
Состав проектной документации						<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">ООО «СВЗК»</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1	ООО «СВЗК»		
Стадия	Лист	Листов													
П		1													
ООО «СВЗК»															

Содержание

Содержание	1
1 Исходные данные и условия для разработки проектной документации	3
2 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции	4
2.1 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом	4
2.2 Характеристика отдельных параметров технологического процесса	4
2.3 Требования к организации производства	4
3 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	6
3.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	6
4 Описание источников поступления сырья и материалов	7
5 Описание требований к параметрам и качественным характеристиками продукции	8
6 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования.....	9
6.1 Обустройство устья скважины	10
6.2 Устройство для контроля за коррозией.....	12
6.3 Технологические трубопроводы	12
6.3.1 Расчет технологического трубопровода на прочность	12
6.3.2 Строительство и монтаж технологического трубопроводов	14
6.3.3 Защита от коррозии	14
7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	16
8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	17
9 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала	19
10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях	20
10.1 Воздействие шума на персонал.....	21
10.2 Биологический фактор воздействия на персонал.....	21
10.3 Воздействие аэрозолей ПДФ на персонал	21
10.4 Воздействие микроклимата на персонал.....	21
10.5 Воздействие инфразвука на персонал.....	22
10.6 Воздействие ультразвука на персонал	22
10.7 Воздействие общей вибрации на персонал.....	22
10.8 Воздействие локальной вибрации на персонал.....	22
10.9 Воздействие неионизирующего излучения на персонал.....	22

Взам. инв. №										
Подп. и дата										
Инв. № подл.							ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ			
	Изм	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата				
	Разраб.		Сечина			03.23	Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
	Проверил		Кадулина			03.23		П	1	33
						03.23		ООО «СВЗК»		
Н. контр.		Шешунова			03.23					
ГИП		Драгина			03.23					

10.10 Воздействие ионизирующего излучения на персонал.....22

10.11 Воздействие фактора освещенности на персонал22

11 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника23

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе ..24

13 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям)25

14 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду26

15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов27

16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов.....28

17 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов.....29

18 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов30

19 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»32

Таблица регистрации изменений33

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1 Исходные данные и условия для разработки проектной документации

Настоящий раздел проектной документации разработан на основании задания на проектирование по объекту «Сбор нефти и газа со скважины № 50 Родинского месторождения», утвержденного Генеральным директором ООО «ННК-Самаранефтегаз» А.Г. Швецовым. в 2022 г. (ПИР0001.002-ПЗ-01).

При выполнении проектной документации «Сбор нефти и газа со скважины № 50 Родинского месторождения» были использованы следующие материалы:

- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.002-ИГДИ-01, 2023 г.;
- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.002-ИГИ-01, 2023 г.;
- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.002-ИГМИ-01, 2023 г.;
- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.002-ИЕИ-01, 2023 г.

Настоящий раздел разработан с учетом требований следующих документов:

- Постановления от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию»;
- 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»;
- ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений на суше. Технологическое проектирование»;
- 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»;
- СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»
- СП 18.13330.2019 «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»;
- СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

3

2 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции

2.1 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом

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

Продукция скважины № 50 под устьевым давлением, развиваемым погружным электронасосом, по проектируемому выкидному трубопроводу DN 80 поступает на существующую автоматизированную измерительную установку, где осуществляется автоматический замер дебита скважины.

Далее продукция скважины № 50 Родинского месторождения совместно с продукцией скважин №№ 3, 5, 7 поступает в нефтегазосборный трубопровод и направляется на подготовку.

Для мониторинга коррозии в точках подключения выкидного трубопровода от скважины № 50 к измерительной установке предусматривается узел контроля скорости коррозии.

Для очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в технологической обвязке устья скважины предусмотрен штуцер для периодической пропарки выкидной линии.

Расчетная производительность ДНС «Смагинская» по жидкости составляет 1500 м³/сут., фактическая – 1060 м³/сут.

С учетом ввода проектируемых скважин № 50, 3, 5, 7 будет дополнительно поступать 128,4 м³/сут.

Суммарный объем поступающей жидкости с учетом проектируемой скважины 1188,4 м³/сут не превысит проектную производительность УПСВ «Смагинская». 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 отклонении давления в выкидном трубопроводе от скважины № 50 выше 4,3 МПа и ниже 0,2 МПа.

Приборы и средства автоматизации приведены в томе 4.5.7.3 ([ПИР0001.002-ИЛО5-07-02](#)).

2.2 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

В технологических решениях в соответствии с заданием на проектирование «Сбор нефти и газа со скважины № 50 Родинского месторождения» (ПИР0001.002-П-ПЗ-01), утвержденным Генеральным директором ООО «ННК-Самаранефтегаз» А.Г. Швецовым. в 2022 г., предусматривается обустройство скважины № 50 и подъездная дорога без выделения этапов строительства.

2.3 Требования к организации производства

Организацией производства является комплекс мероприятий по эффективному сочетанию трудовых процессов с материальными элементами производства, осуществляемый в конкретных социально-экономических условиях в целях производства продукции с установленными качественными показателями при рациональном использовании ресурсов.

Ее основная задача - обеспечить наиболее рациональное соединение и использование во времени (производственная структура предприятия), с одной стороны, живого труда (рабочей силы), с другой - орудий и предметов труда.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Организация и оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения: по квалификации и профессиям, числу работающих, уровню специализации, механизации и автоматизации работ, количеству обслуживаемого оборудования.

Рабочий персонал обеспечивает нормальную безаварийную эксплуатацию технологического оборудования.

Принятые в проекте решения по организации и обслуживанию рабочих мест отвечают следующим требованиям:

- высокий профессионализм исполнителей работ по функциям обслуживания;
- оперативность и надежность обслуживания.

Места постоянного нахождения рабочего персонала находятся в существующей операторной, которые обеспечены теплом, электроэнергией, питьевой водой. Персонал обеспечивается бесплатным медицинским обслуживанием, коммунальными и бытовыми услугами.

Помещение операторной – блочно-модульное здание полной заводской готовности со всеми инженерными коммуникациями помещений «под ключ». В операторных предусмотрены служебно-бытовые помещения, а также комната для сушки спецодежды, склад, электрощитовая, помещение для приема пищи, комната отдыха, раздевалка для спецодежды, тамбур, коридор, санузел, душевая, техузел, помещение уборочного инвентаря, сервер и коридор.

Для оказания первой медицинской помощи в служебно-бытовых помещениях предусмотрены аптечки. Оказание квалифицированной медицинской помощи осуществляется в медучреждении ближайшего населенного пункта.

Предусмотренная в проекте система обслуживания рабочих мест должна обеспечить сокращение потерь рабочего времени и рост производительности труда.

Рациональная организация производства является обязательным условием эффективной работы системы транспорта нефти, поскольку создает благоприятные возможности для высокопроизводительной работы трудового коллектива, выпуска продукции хорошего качества, полного использования всех ресурсов предприятия, всестороннего развития личности в процессе труда. Организация производства – это вид деятельности, осуществляемый на всех уровнях иерархии управления – в отрасли в регионе, на предприятии.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

3 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

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 ПИР0001.002-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 в ООО «ННК-Самаранефтегаз».

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 ПИР0001.002-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.

3.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Приборы учёта устанавливаются по стороне напряжения 0,4 кВ в РУНН 0,4 кВ проектируемой КТП-К(ВК)-400/6/0,4кВ на площадке скважины Родинского месторождения, поставляется в составе проектируемого электрооборудования.

Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов описано в ПИР0001.002-ИЛО5-01.

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

						ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ	Лист
							6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4 Описание источников поступления сырья и материалов

В систему сбора и транспорта продукции скважин Родинского месторождения поступает продукция скважины № 50 Родинского месторождения ООО «ННК-Самаранефтегаз».

В случае ремонта обустраиваемой скважины жидкость глушения транспортируется автобойлерами с растворного узла. Жидкость глушения должна обеспечивать создание на забое давления, превышающего пластовое.

Процесс ремонта обустраиваемых скважин, а также их глушение в рамках данного проекта не рассматривается так как фонтанная арматура обустраиваемых скважин не входит в рамки данного проекта.

Источником пара является передвижная парогенераторная установка (ППУ).

Электроснабжение потребителей электроэнергии площадки скважины № 50 Родинского месторождения осуществляется от проектируемой КТП (ПИР0001.002-ИЛО5-01, 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").

На период гидравлических испытаний используется техническая вода, доставляемая в автоцистернах.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ			

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристиками продукции

В соответствии с заданием на проектирование (ПИР0001.002-ПЗ-01), добыча нефти скважиной № 50 предполагается с пласта В1 Родинского месторождения.

Нефть пласта В1 характеризуется как высокосернистая, смолистая, среднепарафинистая.

Дебит скважины (проектная мощность проектируемого трубопровода), принята в соответствии с приложением № 4 к заданию на проектирование (см. ПИР0001.002-ПЗ), приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Дебит по нефти, жидкости и добыча газа в соответствии с заданием на проектирование

Год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год
Дебит скв. № 50						
По нефти, тыс. т	2,9	17,39	17,39	17,39	17,39	17,39
По жидкости, тыс. т	3,68	22,11	22,11	22,11	22,11	22,11
Добыча газа, млн. м ³	0,037	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Обводненность, % масс	13	13	13	13	13	13

Физико-химические свойства по пласту В1 представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Физико-химические свойства нефти пласта В1

Наименование характеристики	Значение
Плотность нефти	0,899
Плотность жидкости	
Вязкость при 20оС, мПа*с	49,9
Содержание сероводорода, %	1,19
Температура застывания нефти, гр С.	-2
Массовое содержание, % :	
Серы	3,34
Смол силикагелевых	11,02
Асфальтенов	4,22
Парафинов	3,48

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

8

6 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Технология транспорта продукции скважины разработана на основании задания на проектирование (ПИР0001.002-ПЗ-01).

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

Выбор и размещение оборудования на площадке 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.

В соответствии с заданием на проектирование по объекту «Сбор нефти и газа со скважины № 50 Родинского месторождения» проектными решениями предусматривается:

- обустройство устьев добывающей скважины № 50;
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 50 до АГЗУ;
- установка средства контроля за коррозией для скважины № 50.

Класс и размеры взрывоопасных зон проектируемых сооружений определены в соответствии с пп. 89, 379 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

К источникам утечек, возникающих при нормальной работе проектируемого объекта, относятся фонтанная арматура на устье скважины.

Для наружных площадок проектируемых сооружений размеры взрывоопасных зон класса В-1г определены в соответствии с приложением 3 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и составляют в пределах:

- до 3 м для фонтанной арматуры на устье скважины.

Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений указаны в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений

Наименование сооружений	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывопожароопасных смесей	Класс взрывоопасной зоны ГОСТ Р 30852.9-2002 (ПУЭ)	Категория и группа взрывоопасной смеси ГОСТ Р 30852.11-2002, 30852.05-2002	Условия работы обслуживающего персонала	Категория пожарной опасности по СП 12.1313 0.2009	Степень огнестойкости зданий по СНиП 21-01-97*
Проектируемые сооружения: - устье нефтяной скважины	нефть	2 (В-1г)	IIВ ТЗ	на открытом воздухе	АН	

Назначенный срок службы применяемого оборудования и технических устройств принят согласно конструкторской документации заводов-изготовителей и составляет:

- для трубопроводной арматуры – не менее 20 лет.

Назначенный срок эксплуатации технологических трубопроводов соответствует расчетному и составляет не менее 20 лет.

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

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

9

В соответствии с п. 1 ст. 4 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» проектируемые сооружения идентифицируются по следующим признакам:

1. Назначение – объект добычи и транспортировки нефти и газа. Классификация по ОКОФ представлена в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Классификация по ОКОФ

Наименование здания/сооружения	Классификация по ОКОФ (ОК 013-2014 «Общероссийский классификатор основных фондов»)	
	Код	Наименование
Устье нефтяной скважины	220.42.99.11.144	Скважина нефтяная эксплуатационная
Трубопровод выкидной	220.42.21.12.130	Трубопровод местный для нефти (нефтепровод межпромысловый)

2. Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых влияют на их безопасность. В соответствии с классификацией видов экономической деятельности по классам профессионального риска проектируемый объект относится к экономическому виду экономической деятельности – 4 класс. Добыча сырой нефти и нефтяного попутного газа. Код по ОКВЭД 11.10.11.

3. Возможность опасных природных процессов и явлений техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания и сооружения.

На территории строительства проектируемого объекта отсутствуют многолетнемерзлые грунты, погребенные льды и карстовые явления.

При строительстве и обустройстве объекта возможны следующие техногенные воздействия на природную среду:

- химическое загрязнение почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами, выделяющимися при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов;
- механические нарушения почвенно–растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на площадках и по трассам линейных сооружений (дорог), прокладываемых при строительстве;
- захлопывание территории бытовыми и строительными видами отходов;
- изъятие водных ресурсов.

4. Принадлежность к опасным производственным объектам.

В соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «Об опасных производственных объектах» проектируемый объект относится к категории опасных производственных объектов. На проектируемом объекте обращаются опасные вещества: попутный нефтяной газ, нефть.

5. Пожарная и взрывопожарная опасность.

Категории проектируемых сооружений по пожарной и взрывопожарной опасности приведены в таблице 6.1.

6. Наличие помещений с постоянным пребыванием людей.

Для обслуживания проектируемых сооружений помещения для постоянного пребывания людей не требуются.

7. Уровень ответственности в соответствии с Федеральным законом от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» - нормальный.

6.1 Обустройство устья скважины

Данным проектом предусматривается обустройство устья скважины № 50 Родинского месторождения.

Принципиальная технологическая схема приведена на чертеже ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-4-001.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

10

Обвязка и обустройство устья добывающей скважины выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58367-2019, ГОСТ Р 55990-2014.

На устье скважины № 50 установлена фонтанная арматура АФК-1 65x21 К1 по ГОСТ 13846-89 условным давлением 21 МПа, условным диаметром DN 65.

Скважин № 50 оборудуется погружным электронасосом УЭЦН, двигатель ПЭД-45.

На территории устья скважины № 50 предусматриваются:

- приустьевая площадка;
- обвалование скважины
- площадка под ремонтный агрегат;
- площадка под передвижные мостки;
- площадка под КТП;
- радиомачта.

В соответствии с техническими требованиями на выполнение проектных работ (ПИР0001.002-ПЗ-01) на горизонтальном участке выкидного трубопровода предусматривается установка пробоотборника типа ППЖР ручного для оперативного отбора проб перекачиваемой жидкости DN 80, PN 6,3 МПа климатического исполнения У по ГОСТ 15150-69. Пробоотборник располагается на приустьевой площадке в составе технологической обвязки устья скважины.

Пробоотборник (DN 80, PN 63) предназначен для оперативного ручного отбора пробы из трубопровода, по которому перекачивается газожидкостная эмульсия с целью анализа ее состава в лабораторных условиях.

Рабочие условия эксплуатации пробоотборника:

- температура окружающей среды от минус 50°C до плюс 60°C;
- относительная влажность воздуха до 100% при температуре + 40°C и более низких температурах, с конденсацией влаги (группа Д3 по ГОСТ Р 52931-2008);
- группа исполнения по виброустойчивости – группа N2 по ГОСТ 52931-2008.

Ввод ингибитора коррозии и ингибитора АСПО в затрубное пространство скважин предусматривается периодически передвижной установкой по мере необходимости.

Свойства ингибитора коррозии представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Свойства ингибитора коррозии

Наименование показателя	Значение или определяющий показатель
Внешний вид	Однородная жидкость от желтоватого до коричневого цвета
Аминное число, мг НС1/г, в пределах	10±5
Массовая доля активного вещества, % масс., в пределах	20-30
Плотность, г/см ³	0,90±0,06
Растворимость: - в углеводородах; - в воде	Растворим Растворим
Температура застывания, °С, не выше	Минус 50
Вязкость кинематическая при 20°C, мм ² /с	7,0
Класс опасности	3

Свойства ингибитора АСПО представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Свойства ингибитора АСПО

Наименование показателя	Значение или определяющий показатель
Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтого до сетло-коричневого цвета
Массовая доля активного вещества, % масс., не менее	46,5
Плотность, кг/м ³	870-960
Температура застывания, °С, не выше	Минус 40
Вязкость кинематическая при 20°C, мм ² /с	20

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

11

Наименование показателя	Значение или определяющий показатель
Класс опасности	4

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

Замер дебита скважины № 50 предусматривается на замерной установке АГЗУ.

На выкидном трубопроводе в обвязке устья скважины предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) DN80, PN63 из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А по ГОСТ 9544-2015, климатическое исполнение У1 по ГОСТ 15150-69.

6.2 Устройство для контроля за коррозией

В соответствии с п. 48 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» предусматривается оснащение выкидного трубопровода устройством для контроля за коррозией (устанавливается на надземном участке выкидного трубопровода при подключении к измерительной установке). Датчик контроля за коррозией устанавливается на расстоянии не менее 10 диаметров трубопровода до ближайших отводов, влияющих на режим течения жидкости, и не менее 5 диаметров после (по ходу течения жидкости).

Установка устройства для контроля за коррозией типа УКК предусмотрена в надземном исполнении.

Устройство для контроля скорости за коррозией предназначено для измерения параметров скорости коррозии в стальных трубопроводах, транспортирующих нефтепродукты под давлением без прекращения перекачивания и потери продукта.

Измерение параметров процессов коррозии осуществляется гравиметрическим методом.

В узел контроля скорости коррозии входит:

- зонд для измерения гравиметрическим методом;
- устройство, предназначенное для закрепления и ввода образцов-свидетелей в трубопровод;
- устройство ввода, предназначено для ввода зонда.

Периодичность контроля скорости коррозии устанавливается эксплуатирующей организацией проектируемых трубопроводов и составляет не реже 1 раза в месяц.

При выявлении критической толщины образца установленного на трубопроводе составляется акт.

Персонал, осуществляющий работу с устройством, допускается после изучения конструкции устройства, правил техники безопасности и руководства по эксплуатации устройства, а также прошедших инструктаж по технике безопасности.

6.3 Технологические трубопроводы

6.3.1 Расчет технологического трубопровода на прочность

Расчет толщины стенок дренажных трубопроводов выполнен в соответствии с ГОСТ 32388-2013.

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 6.5.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

12

Таблица 6.5 - Исходные данные и результаты расчета толщины стенки дренажных трубопроводов

Наименование параметра	Значение параметра
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод на площадке скв. 50
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	ГОСТ 32388-2013
Диаметр D , мм	89
ГОСТ или ТУ на трубы	ГОСТ 8733-74*, ГОСТ 8734-75*
Марка стали или класс прочности	КП360
Временное сопротивление R_b , МПа	460
Условный предел текучести R_y , МПа	360
Рабочее давление P , МПа	6,3
Давление испытания на прочность, МПа	9,01
Коэффициент прочности сварных швов φ	0,8
Коэффициент запаса прочности:	
-по времен. сопротивл. n_b	2,4
-по пределу текучести n_y	1,5
R_b / n_b , МПа	192
R_y / n_y , МПа	240
Расчетная толщина стенки t_p , мм	1,79
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки C_1 , мм	0,75
Прибавка на коррозию и износ C_2 , мм	2,00
Номинальная толщина стенки t , мм	4,54
Принятая толщина стенки, мм	6,00
Назначенный срок службы трубопровода, лет	20

Назначенный срок службы трубопроводов определен исходя из значения отбраковочной толщины для труб в соответствии с п. 14.3.20 ГОСТ 32569-2013 и допускаемой скорости коррозии 0,1 мм/год согласно требованиям п. 15.5.4. ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствии с п. 14.3.20 ГОСТ 32569-2013 отбраковочная толщина стенки трубопровода принимается равной 2,0 мм.

Трубы по ГОСТ 8731-74* и ГОСТ 8733-74* должны иметь гарантированную ударную вязкость металла не менее 30 Дж/см² при температуре минус 40 °С, пройти гидравлическое испытание и проверку неразрушающими методами контроля в объеме 100 %.

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

13

Трубы и фасонные детали трубопроводов должны быть изготовлены из сталей, обладающих технологической свариваемостью, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 21 % и ударной вязкостью не ниже $KCU = 30 \text{ Дж/см}^2$, $KCV = 20 \text{ Дж/см}^2$ при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

6.3.2 Строительство и монтаж технологического трубопроводов

Строительство и монтаж технологических трубопроводов предусматривается в соответствии с ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (далее – Руководство по безопасности).

В соответствии с ГОСТ 32569-2013 дренажные трубопроводы относятся к группе А(б), I категории.

Трубопроводы проектируются из труб диаметром и толщиной стенки 89х6 по ГОСТ 8731-74*/ГОСТ 8732-78*.

По окончании строительно-монтажных работ дренажный трубопровод испытать на прочность и плотность гидравлическим способом в соответствии с ГОСТ 32569-2013 с последующим освобождением трубопровода от воды.

Величина давления испытания дренажных трубопроводов в соответствии с ГОСТ 32569-2013 составляет:

на прочность – $P_{исп} = 9,01 \text{ МПа}$;

на плотность – 6,3 МПа.

Трубопровод подвергается дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания в соответствии с ГОСТ 32569-2013.

Выполнить контроль качества сварных соединений трубопроводов:

- систематический пооперационный контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль и обмер геометрических параметров готовых сварных соединений;
- проверку сварных швов неразрушающими методами контроля.

В соответствии с ГОСТ 32569-2013 контролю ультразвуковым или радиографическим методом подвергаются 100 % сварных стыков трубопровода.

6.3.3 Защита от коррозии

Для защиты проектируемых выкидных трубопроводов от внутренней коррозии предусматривается:

- применение труб повышенной коррозионной стойкости класса прочности КП360 по ГОСТ 31443-2012 с заводским внутренним порошковым полимерно-эпоксидным покрытием в комплекте со втулками защиты сварного шва;
- периодическая подача в затрубное пространство скважин ингибитора коррозии передвижными средствами;
- применение устройств контроля скорости коррозии в соответствии с требованиями с п. 48 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на выкидном трубопроводе от скважины № 609.

Для защиты от почвенной коррозии предусматривается:

- строительство выкидного трубопровода из труб диаметром 89 мм класса прочности КП360 по ГОСТ 31443-2012 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 ООО «ННК-Самаранефтегаз»;
- покрытие поверхности трубопроводов и отводов гнутых наружным защитным покрытием усиленного типа, выполненным в заводских условиях, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98

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

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

14

«Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке ООО «ННК-Самаранефтегаз»;

- покрытие сварных стыков трубопроводов комплектами термоусаживающихся манжет. 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»;

Для защиты от почвенной коррозии детали трубопроводов и сварные швы покрываются гидроизоляцией усиленного типа. Состав гидроизоляции приведен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Конструкция гидроизоляции на основе комплекта изоляционных материалов «ПИК»

Комплект изоляционных материалов «ПИК»	
Детали трубопроводов, дренажный трубопровод	Сварные стыки трубопроводов
Праймер ПРИЗ	Праймер ПРИЗ
Лента ПРИМА летняя толщиной 2,2 мм, шириной 90 мм – 1 слой	Лента ПРИМА летняя толщиной 2,2 мм шириной 90 мм – 1 слой
Лента ТОЗ 90x1,2 мм – 1 слой	Муфта ИЗТМ: – 89x450 мм для труб диаметром 89 мм

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.

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 наружную поверхность трубопровода, арматуры и металлоконструкций очистить от продуктов коррозии, обезжирить и нанести следующую систему покрытия:

- грунтовка ГФ-021 (ГОСТ 25129-2020) - 1 слой;
- эмаль ПФ-115 (ГОСТ 6465-1976) - 2 слоя.

Рекомендуемая толщина наружного лакокрасочного покрытия 200 мкм.

Опознавательную окраску трубопроводов провести по ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

• Все надземные трубопроводы должны быть защищены от статического электричества и вторичных проявлений молний на основании СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

7 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

8 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

Технологическая схема и комплектация основного оборудования гарантируют непрерывность производственного процесса за счет оснащения технологического оборудования системами автоматического регулирования, блокировки и сигнализации.

Безопасность производственных процессов на предприятии достигается предупреждением опасной аварийной ситуации и обеспечивается:

- применением производственного оборудования имеющего сертификаты соответствия требованиям государственных стандартов, норм, правил, руководящих документов Госгортехнадзора России;
- применением герметичной запорной арматуры;
- рациональным размещением производственного оборудования и организацией рабочих мест.

Мероприятия по взрывоопасности, предусмотренные технологическими решениями:

- электрооборудование, входящее в комплект технологического оборудования, принято во взрывозащищенном исполнении;
- подземные дренажные емкости для сбора и откачки утечек оборудованы дыхательным клапаном с огневым предохранителем;
- дренажный трубопровод прокладывается в земле с уклоном в сторону дренажной емкости;
- защита трубопровода от атмосферной и почвенной коррозии;
- проверка на прочность и герметичность трубопровода после монтажа;
- соединения трубопроводов преимущественно сварные, фланцевые соединения применяются в основном для присоединения арматуры, приборов КИПиА и оборудования;
- расстояния между сооружениями, оборудованием и технологическими трубопроводами приняты в соответствии с требованиями «Рекомендаций по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» ГОСТ Р 55990-2014.

После окончания монтажных и сварочных работ, контроля качества сварных соединений неразрушающими методами трубопроводы подвергаются наружному осмотру и испытанию на прочность и плотность пневматическим способом в соответствии с требованиями Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» Утверждено Приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 № 784.

Основные организационные мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций технологического оборудования:

- профессиональный отбор, обучение работников, проверка их знаний и навыков безопасного труда;
- применение средств защиты работников;
- соблюдение установленного порядка и организованности на каждом рабочем месте, высокой технологической и трудовой дисциплины.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску. Перечень таких работ, а также перечни должностей специалистов, имеющих право выдавать наряд-допуск и руководить этими работами, утверждаются техническим директором предприятия.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкцией, устанавливающей требования к организации и безопасному проведению таких работ, а также утвержденным порядком оформления нарядов-допусков.

Для снижения опасности производства на объектах и сооружениях обустройства скважин в проекте предусмотрены следующие технологические решения:

- полная герметизация технологических процессов;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- высокий уровень автоматизации и телемеханизации, обеспечивающий оперативную сигнализацию отклонений от рабочих параметров;
- автоматическое отключение двигателя погружного электронасосного агрегата в скважине при отклонениях давления в выкидном трубопроводе;
- установка до и после отключающей арматуры манометров, позволяющих оперативно реагировать на ситуации при отклонении давлений от рабочих параметров;
- применение арматуры с классом герметичности не ниже «А» по ГОСТ 9544-2015;
- применение электрооборудования во взрывозащищённом исполнении;
- блокировка оборудования и сигнализация при отклонении от заданных параметров эксплуатации объектов;
- снабжение электроэнергией объектов системы сбора и транспорта нефти в соответствии с ПУЭ для бесперебойного управления технологическим процессом и своевременного отключения объектов установки при возникновении аварийных ситуаций;
- мероприятия по молниезащите и защите от статического электричества;
- на устье скважины на выкидной линии предусмотрен штуцер для периодической пропарки выкидного трубопровода;
- оснащение воздушником и сигнализатором верхнего уровня дренажной емкости;
- оснащение указательных столбов опознавательными знаками по трассе проектируемого трубопровода, мест установки КИП, мест пересечений с другими коммуникациями.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

9 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, перечень всех организуемых постоянных рабочих мест отдельно по каждому зданию, строению и сооружению, а также решения по организации бытового обслуживания персонала

Обслуживание скважин Родинского месторождения будет осуществляться существующим персоналом бригады ЦДНГ-1 ООО «ННК-Самаранефтегаз» без увеличения численности.

Обслуживание выкидных трубопроводов осуществляется имеющимся персоналом ЦЭРТ-1 без увеличения численности.

Место постоянного нахождения персонала – УПСВ «Радаевская».

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

При этом соблюдается расстояние нахождения помещений для обогрева, туалета и устройства питьевого водоснабжения не далее 150 м от рабочих мест.

Ремонтные работы и уборку прилегающей территории и служебных помещений на месторождении предусматривается производить сервисным методом с привлечением сторонних специализированных фирм. Общее руководство персоналом, обслуживающим месторождение, осуществляется службой главного инженера ООО «ННК-Самаранефтегаз».

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».

Продолжительность рабочей недели у работников не должна превышать 40 часов. Число рабочих дней в году у каждого работника не должно превышать 250. При проектировании организации и оснащения рабочих мест были использованы материалы проектов-аналогов, показатели которых соответствовали прогрессивным технологическим, организационным, санитарно-гигиеническим и другим нормативам. Оснащение рабочих мест осуществляется с учетом их назначения по квалификации и профессиям, механизации и автоматизации работ.

Принятые в проекте решения по организации и обслуживанию рабочих мест отвечают следующим требованиям:

- высокий профессионализм исполнителей работ по функциям обслуживания;
- оперативность и надежность обслуживания.

Рабочий персонал обеспечивает нормальную безаварийную эксплуатацию технологического оборудования.

Для оказания первой медицинской помощи в служебно-бытовых помещениях предусмотрены аптечки. Оказание квалифицированной медицинской помощи осуществляется в медучреждении ближайшего населенного пункта.

Предусмотренная в проекте система обслуживания рабочих мест должна обеспечить сокращение потерь рабочего времени и рост производительности труда.

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

10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства (кроме жилых зданий), и решений, направленных на обеспечение соблюдения нормативов допустимых уровней воздействия шума и других нормативов допустимых физических воздействий на постоянных рабочих местах и в общественных зданиях

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважин 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, объект - комплектом шланговых противогазов 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 газа.

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;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

20

- 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.

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.

10.1 Воздействие шума на персонал

В связи с отсутствием на проектируемом объекте источников постоянного звукового излучения расчет шумового воздействия в процессе эксплуатации проектируемого объекта нецелесообразен.

Уровень звука на постоянных рабочих местах приведен в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Уровень звука на постоянных рабочих местах

Расположение контрольной точки	Уровень звука ПДУ, дБ
Открытые площадки	Не превышает 80

Организация производственных процессов и применение современного оборудования в совокупности с рациональной организацией труда должны обеспечивать воздействие шума не более установленных предельно допустимых уровней (ПДУ) по СН 2.2.4/2.1.8.562-96.

10.2 Биологический фактор воздействия на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

10.3 Воздействие аэрозолей ПДФ на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

10.4 Воздействие микроклимата на персонал

В проекте отсутствуют помещения с поддержанием микроклимата.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10.5 Воздействие инфразвука на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

10.6 Воздействие ультразвука на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

10.7 Воздействие общей вибрации на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

10.8 Воздействие локальной вибрации на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

10.9 Воздействие неионизирующего излучения на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

10.10 Воздействие ионизирующего излучения на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

10.11 Воздействие фактора освещенности на персонал

Электроосвещение в КТП выполняется в соответствии с действующими нормами и правилами (ПУЭ, СП 52.13330.2011).

Типы светильников и род проводки соответствуют условиям среды, назначению и характеру производимых работ. Светильники предусматриваются с энергосберегающими светодиодными лампами.

Для КТП предусматривается рабочее, ремонтное и наружное освещение.

Требования к освещенности согласно СП 52.13330.2011, не менее 100 лк.

Напряжение сети рабочего и наружного освещения принято 220 В.

Для ремонтного освещения во всех отсеках КТП предусматривается установка понижающих трансформаторов 220/36 В.

В соответствие с «Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности и Правила Безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на объекте предусматривается переносной светильник с аккумуляторной батареей во взрывозащищенном исполнении, который используются при проведении работ в ночное время как рабочее освещение, в темное время суток как аварийное.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

22

11 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника

Персонал обеспечивается бытовыми помещениями с соответствующими санитарно-техническим оборудованием (гардеробные, душевые, помещения для сушки спецодежды, комнаты отдыха и приема пищи, уборная).

К работе на объектах нефтяной промышленности допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

В целях предупреждения возникновения заболеваний, связанных с условиями труда, работники, занятые в строительном производстве, должны проходить обязательные при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры (освидетельствования).

При проведении строительных работ на территориях, неблагоприятных по эпидемиологической обстановке, требуется проведение профилактических прививок.

Лечебно-профилактические и оздоровительные мероприятия для работающих, занятых в строительном производстве, проводятся с учетом специфики их трудовой деятельности и результатов проведенных медосмотров.

На всех участках и в бытовых помещениях оборудуются аптечки первой помощи. На участках, где используются токсические вещества, оборудуются профилактические пункты (пункты само- и взаимопомощи). Подходы к ним должны быть освещены, легкодоступны, не загромождены строительными материалами, оборудованием и коммуникациями. Обеспечивается систематическое снабжение профилактического пункта защитными мазями, противоядиями, перевязочными средствами и аварийным запасом СИЗ (согласно СанПИН 2.2.3.1384-03 «О введении в действие санитарных правил и нормативов»).

Медицинское обслуживание работающих предусмотрено по месту жительства.

Работники обучены приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и оснащены средствами связи. Системой медицинского обслуживания персонала предусмотрена медицинская аптечка для оказания первой помощи, которая будет храниться в блоке бытовых помещений.

В соответствии со статьей 221 «Трудового кодекса Российской Федерации» на работах с вредными и опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, выдаются сертифицированные средства индивидуальной защиты, в соответствии с нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

К средствам индивидуальной защиты относятся: специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты органов слуха, средства защиты глаз, предохранительные приспособления).

Средства защиты работающих должны обеспечивать предотвращение или уменьшение действий опасных и вредных производственных факторов, не должны быть источником опасных и вредных производственных факторов, должны отвечать требованиям технической эстетики и эргономики.

Выбор конкретного типа средства защиты работающих должен осуществляться с учетом требований безопасности для данного процесса или вида работ.

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

12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

В проекте предусматриваются приборы серийного промышленного изготовления. Во взрывоопасных зонах установлены приборы во взрывозащищенном исполнении. Все применяемые приборы (датчики, преобразователи, вторичные приборы и др.) имеют сертификаты Федерального Агентства по техническому Регулированию и Метрологии об их признании в качестве измерения и о занесении в Государственной реестр средств измерений, сертификаты соответствия технического регламента Таможенного Союза. По степени конструктивной защищенности от внешних механических воздействий такие устройства должны иметь исполнение не ниже IP 65 по ГОСТ 14254-2015.

По степени конструктивной защищенности от метеорологических условий в соответствии с климатическими условиями эксплуатации приборы должны иметь исполнение У1 (УХЛ) по ГОСТ 15150-69.

Температуру нефти (по месту) в выкидных трубопроводах от устьев скважин предусматривается контролировать с помощью технического показывающего термометра.

Линейное давление нефти в выкидных трубопроводах от устьев скважин и затрубное давление на устьях скважин предусматривается измерять с помощью датчиков избыточного давления взрывозащищенных. Контроль повышения и понижения линейного давления нефти в выкидных трубопроводах от устья скважины предусматривается с помощью манометра электроконтактного показывающего. Для питания датчиков избыточного давления применяются источники питания совместно с барьерами искрозащиты.

Манометры, датчики давления предусматривается установить на трубопроводах с помощью закладных конструкций, предусмотренных технологической частью проекта. Для исключения замерзания продукта места отбора давления изолировать совместно с трубопроводом.

Контроль верхнего уровня жидкости в дренажных емкостях предусматривается с помощью сигнализатора и индикатора уровня.

Превышение уровня предельно допустимой концентрации (ПДК) сероводорода контролируется датчиком контроля предельно допустимых значений (ПДК). На площадках устьев скважин устанавливаются стационарные датчики на высоте 0,5 м на стойках, предусмотренных маркой АС. Каждый датчик контролирует область радиусом не менее 10 м.

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе, представлено в ПИР0001.002-ИЛО5-07-02 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 "Автоматизация комплексная.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

13 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям)

На территории сооружений и объектов системы сбора продукции скважины организованные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух отсутствуют.

Неорганизованные выбросы представлены неплотностями арматуры и фланцевых соединений, расположенных на приустьевой площадке скважины. Основные загрязняющие вещества: углеводороды предельные C₁-C₁₀, C₁₂-C₁₉, бензол, ксилол, толуол, метилмеркаптан, сероводород.

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при регламентированном режиме работы проектируемого объекта системы сбора продукции скважины Родинского месторождения представлены в томе 6.1, Раздел 6 "Перечень мероприятий по охране окружающей среды". Часть 1 "Общие сведения" ([ПИР0001.002-ООС1](#)).

Сброс сточных вод на поверхность земли и в водные источники на объектах Родинского месторождения не предусматривается.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ			

14 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду представлен в томе 6.1, Раздел 6 "Перечень мероприятий по охране окружающей среды". Часть 1 "Общие сведения" ([ПИР0001.002-ООС1](#)).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									26
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ			

15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Класс опасности нефти согласно СанПиН 1.2.3685-21 – 3. Предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м³.

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.

Объемы и характеристика отходов, образующихся в период строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, приведены в томе 6.1, Раздел 6 "Перечень мероприятий по охране окружающей среды". Часть 1 "Общие сведения" (ПИР0001.002-ООС1).

Вывоз промышленных отходов (загрязненной ветоши, огарки электродов) предусмотрено осуществлять на санкционированный полигон.

Вывоз нефтезагрязненных грунтов, образованных на период эксплуатации от возможных порывов, предусмотрен специализированным транспортом на площадку переработки нефтесодержащих отходов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ			

16 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

При проектировании системы сбора нефти и газа приняты следующие мероприятия, направленные на исключение нерационального расхода энергетических ресурсов:

- построение схемы сбора нефти и газа со скважины с минимальным гидравлическим сопротивлением и минимальным влиянием на работу соседних существующих скважин;
- выбор насосов, насосных установок с повышенным к.п.д и учетом оптимального расхода электроэнергии (Постановление Правительства РФ от 17.06. 2015 № 600);
- выполнение гидравлического расчета, на основании которого выбран оптимальный диаметр проектируемых нефтегазосборных трубопроводов для снижения гидравлического сопротивления и снижения энергозатрат;
- применение труб бесшовных, с остеклованными, лакированными или эмалированными покрытиями внутренних поверхностей для снижения гидравлических потерь;
- выбор погружных электродвигателей с повышенным напряжением питания;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ			28

17 Обоснование выбора функционально-технологических, конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в объектах производственного назначения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

В проекте приняты следующие решения для обеспечения энергетической эффективности:

- полная герметизация технологических трубопроводов и оборудования;
- высокий уровень автоматизации технологических процессов, обеспечивающий сигнализацию при отклонении технологических параметров от допустимых значений при возможных утечках газа или авариях;
 - соединение трубопроводов на сварке с использованием минимального количества фланцевых соединений. Материал прокладок и монтаж фланцевых соединений принимается с обеспечением необходимой герметичности разъемных соединений;
 - контроль сварных соединений неразрушающими методами контроля в объемах, предусмотренных нормативной документацией;
 - изготовление, монтаж и эксплуатация трубопроводов, арматуры, зданий и сооружений с учетом химических свойств и технологических параметров транспортируемого продукта, а также требований действующих нормативно технических документов;
 - использование современного оборудования и технологий;
- обеспечение трубопроводов и электрических сетей современными приборами учета.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ			

18 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ, технических регламентов и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию проектируемых объектов при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Проектной документацией предусмотрено использование передового отечественного и импортного оборудования, средств контроля и противоаварийной защиты, имеющих сертификаты качества или декларацию о соответствии требованиям промышленной безопасности.

Комплекс сбора нефти и газа относится к опасным производственным объектам в соответствии с Федеральным законом №116-ФЗ «О промышленной опасности опасных производственных объектов».

К обслуживанию оборудования допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующее медицинское заключение о состоянии здоровья и прошедшие обучение в установленном порядке, сдавшие экзамен на допуск к самостоятельной работе, экзамен на право обслуживания котлонадзорного оборудования, транспортных напольных средств, грузоподъемных механизмов, а также инструктаж по охране труда, промышленной, газовой безопасности и противопожарному режиму.

Аварийные ситуации, приводящие к возникновению пожаров и (или) взрывов могут произойти в случае выхода обращающихся на установке взрывопожароопасных веществ из рабочего объема в окружающую среду, где становится возможным образование газо- (паро-) воздушной смеси.

Основными причинами, способными привести к аварийной ситуации, являются:

- разгерметизация аппаратов, трубопроводов, уплотнений насосного и другого оборудования в результате какого-либо повреждения, механического износа или коррозии;
- отступление от норм технологического режима эксплуатации;
- несоблюдение инструкций по технике безопасности и противопожарных правил;
- несоблюдение графика профилактического осмотра и ремонта технологического оборудования:
 - неисправность средств сигнализации и блокировки технологического процесса, предохранительных клапанов и т.п.;
 - неисправность оборудования и вспомогательных систем;
 - накопление статического электричества на трубопроводах и аппаратах систем заземления;
 - затекание взрывоопасных газов и паров в производственные и вспомогательные помещения с электрооборудованием, скопление в низких местах, приемках.

При возникновении аварийных ситуаций, в результате которых возможно возгорание, образование взрывопожароопасных смесей, персонал должен руководствоваться планом локализации аварийных ситуаций.

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасное ведение технологического процесса, являются:

- строгое выдерживание параметров технологического режима по давлению, температуре, уровню согласно требований регламента и инструкций, не допуская бесконтрольного ведения технологического процесса;
- содержание в рабочем состоянии контрольно-измерительных приборов, сигнализации, системы блокировок, предохранительных устройств, запорных приспособлений;
- ведение технологических операций только на исправном оборудовании при наличии ограждения на вращающихся частях механизмов;
- принятие предупредительных мер против искрообразования при механических ударах от разрядов статического электричества;
- постоянный контроль за нормальной эксплуатацией предохранительных устройств;
- недопущение выбросов углеводородов в атмосферу (своевременная профилактика оборудования, испытание оборудования на герметичность перед пуском);
- содержание рабочих мест и оборудования в чистоте;

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

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

30

- нумерация оборудования, насосов в соответствии с присвоенными им номерами по технологической схеме;
- своевременное выполнение графиков планово-предупредительного ремонта;
- исправность средств индивидуальной защиты, газозащиты, средств пожаротушения и связи;
- обеспечение нормального освещения и содержание светильников в исправном состоянии;
- обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью.

Запрещается ведение технологического процесса и эксплуатация оборудования с отключенными или неисправными блокировками, сигнализацией.

Запрещается эксплуатация оборудования со снятым или неисправным ограждением, а также проводить ремонтные работы без полной остановки и обезвреживания аппаратов. Пуск механизмов после ремонта, осмотра и т.п. разрешается только после установки и укрепления на месте ограждающих устройств.

Меры безопасности при выполнении регламентных операций:

- повышение и понижение давления, температуры в аппаратах, а также заполнение и освобождение аппаратов производить плавно;
- подачу пара в аппараты осуществлять, не допуская гидроударов, соблюдать порядок приема пара на установку;
- при освобождении аппаратов не допускать образования вакуума в аппаратах;
- в процессе ведения технологического режима все системы ПАЗ (блокировки) и системы сигнализации должны периодически подвергаться ревизиям и испытаниям в сроки, определяемые действующими нормативами;
- параметры технологического процесса выдерживать по приборам КИПиА, с предусмотренными блокировками и сигнализациями по установленным параметрам;
- для обеспечения безопасности при отборе проб, при проверке состояния оборудования использовать средства индивидуальной защиты.

При проведении погрузочно-разгрузочных работ руководствоваться «Правилами по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов», утвержденными приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28.10.2020 № 753н.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ						31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

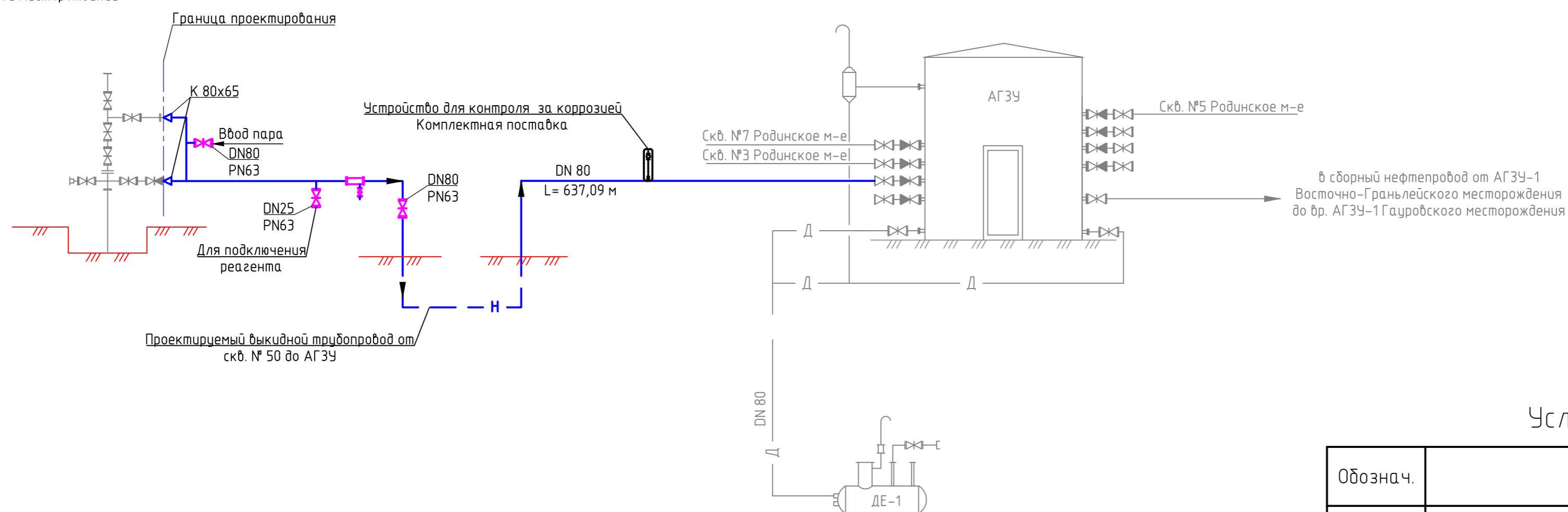
Данный раздел не разрабатывается, так как добывающая скважина и выкидной нефтепровод не являются объектом транспортной инфраструктуры и не расположены рядом с такими объектами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-ТЧ	

Экспликация оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика
Существующее оборудование			
АГЗУ	Автоматизированная групповая замерная установка	1	P=4,0 МПа
ДЕ-1	Дренажная емкость	1	V=5,0 м³

Скважина № 50
Родинское месторождение



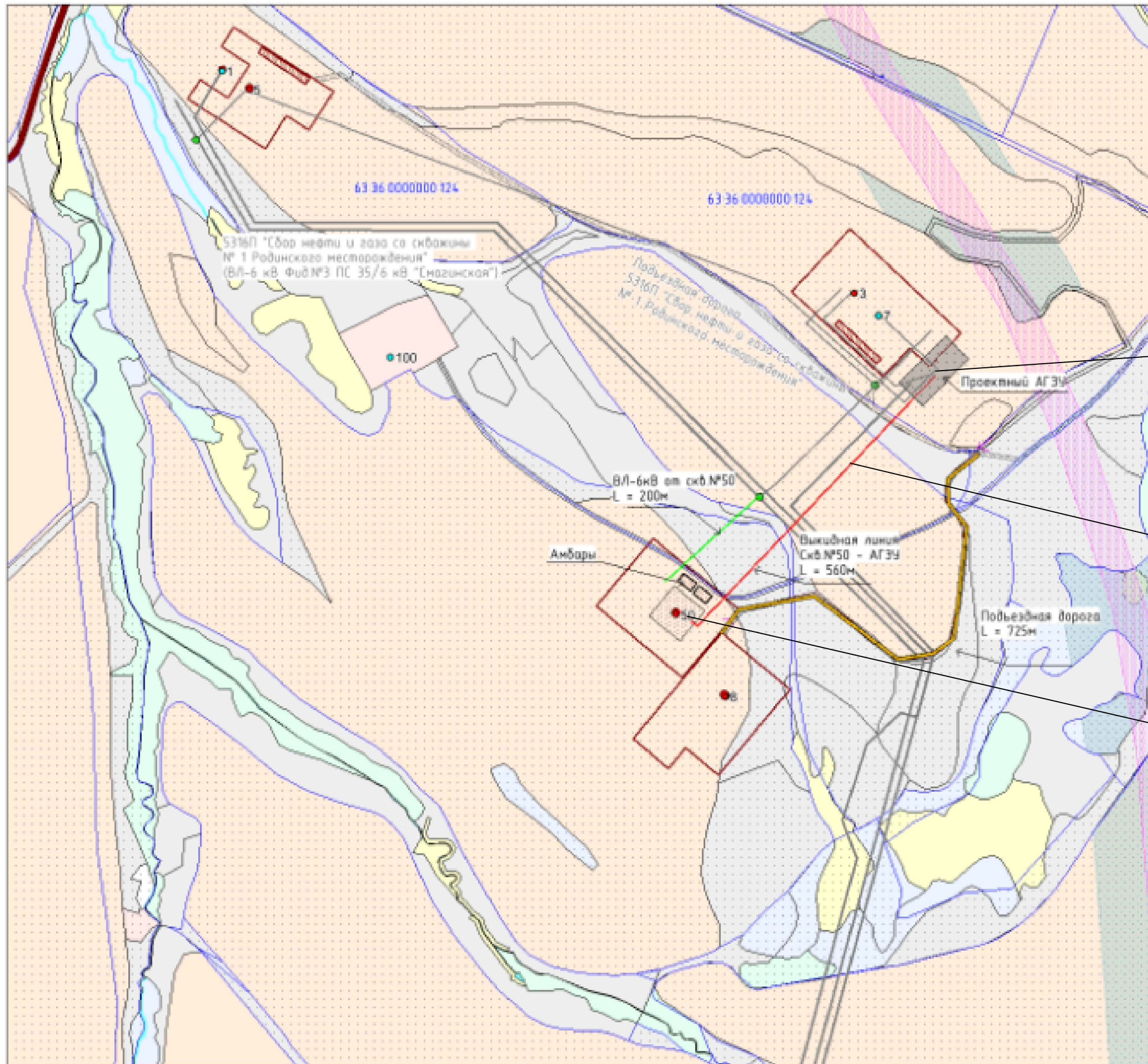
Условные обозначения

Обознач.	Наименование
— Н —	Проектируемый нефтепровод
⋈	Клапан обратный
⋈	Задвижка клиновья
⚙	Пробоотборник
◁	Переход концентрический
□	Огнепреградитель
⌚	Устройство для контроля за коррозией

- 1 Фонтанная арматура устья скважины учтена в проекте на бурение и показана условно.
- 2 Основной линией показаны проектируемые сооружения, тонкой - существующие.

ПИР0001.002-ИЛ05-07-01-4-001											
"Сбор нефти и газа со скважин №50 Родинского месторождения"											
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	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". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства"			Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Сечина	03.23			03.23				П	1	5
Проверил	Кадулина					Схема технологическая принципиальная			000 "СВЗК"		
Н.контр.	Шешунова				03.23						
ГИП	Драгина				03.23						

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



Условные обозначения

— трасса нефтепроводов

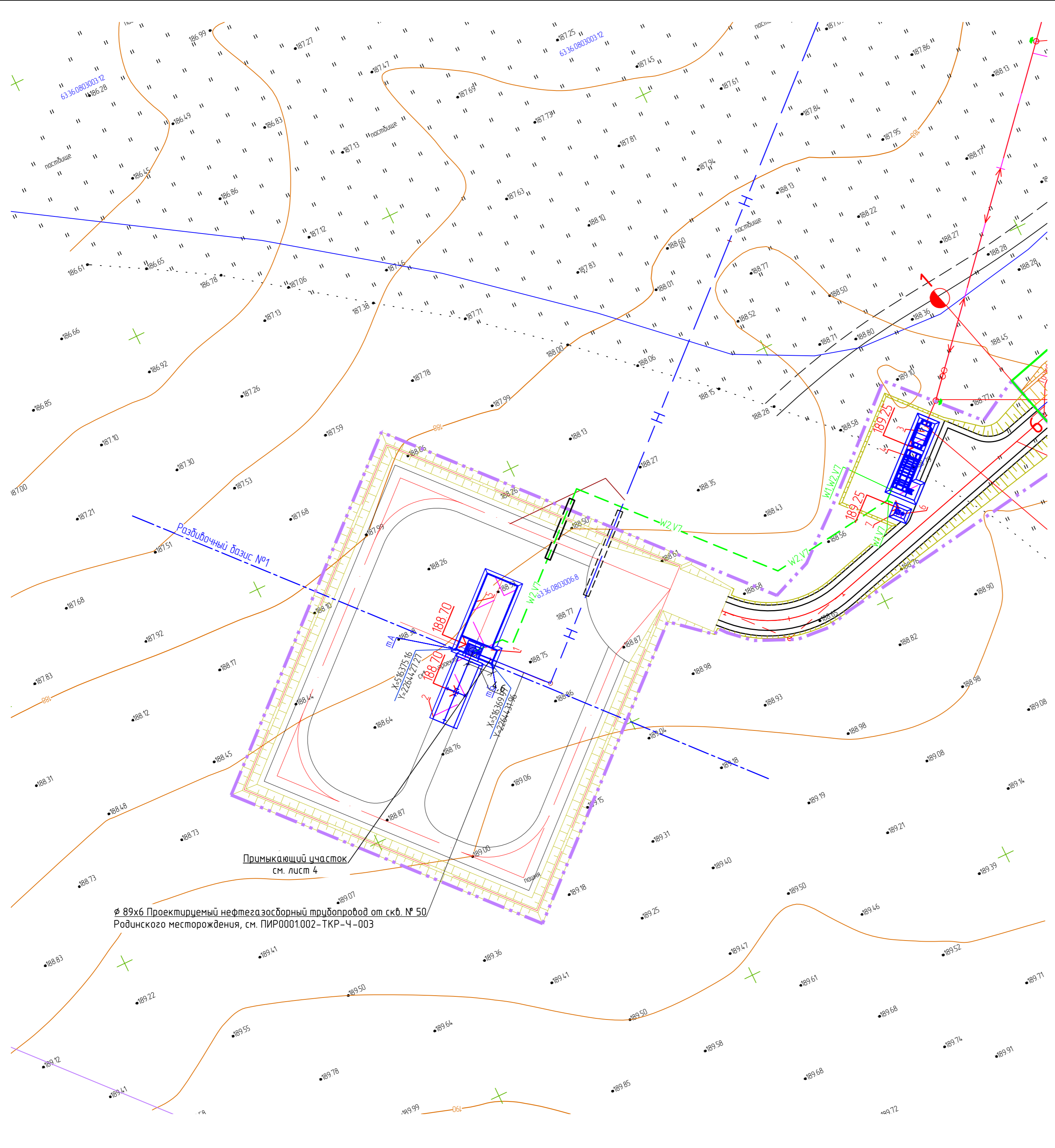
Конец трассы
ПК6+37.09

Ø89x6 Проектируемый выкидной трубопровод от
скважины №50 до АГЗУ, L= 637,09 м

Начало трассы
ПК0+00.00

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

ПИР0001.002-И/05-07-01-Ч-002					Ситуационный план				
"Сбор нефти и газа со скважины №50 Родинского месторождения"					000 "СВЗК"				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Сведения об инженерной оборудовании, сетях и системах инженерно-технического обеспечения". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства"	Стадия	Лист	Листов
							п	2	
Разраб.	Борозецкая				03.23				
Проверил	Юркин				03.23				
Н. контр.	Шешунова				03.23				
ГИП	Драгина				03.23				



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
	Площадка скважины № 50	
1	Площадка приустевая нефтяной скважины (с ЦНН) 001	
2	Площадка под ремонтный агрегат 003	
3	Подстанция трансформаторная комплектная 303	
4	Станция управления 306	
5	Площадка под передвижные мостки 004	
6	Шкаф КИПиА 364	
7	Радиомачта 355	

- Проектируемые здания и сооружения
- Существующие здания и сооружения
- Проектируемые автодороги и подъезды
- Существующие автодороги
- Существующие откосы
- Проектируемые откосы
- Проектируемый нефтепровод
- Проектируемый электрический кабель до 1 кВ (подземный)
- Проектируемый электрический кабель свыше 1 кВ (подземный)
- Проектируемый кабель КИПиА (подземный)
- Проектируемая сеть производственно-ливневой канализации
- Проектируемая трасса ВЛ 6кВ

1 Данный лист выполнен на основании ИЛО2-01. Система координат – МСК-56 (1 зона). Система высот – Балтийская.

2 Опознавательную окраску фланцевых соединений и трубопровода выполнить по ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

4 Надпись о направлении потока выполнить на маркировочных щитках красного цвета. Закрепление маркировочного щитка МЩ-1 производить саморезающими винтами – винт 4x12.04.019 ГОСТ 10621-80 – 4 штуки на один маркировочный щиток.

5 Антикоррозионную защиту наружной поверхности трубопровода, металлоконструкций выполнить в соответствии с требованиями, указанными в текстовой части раздела.

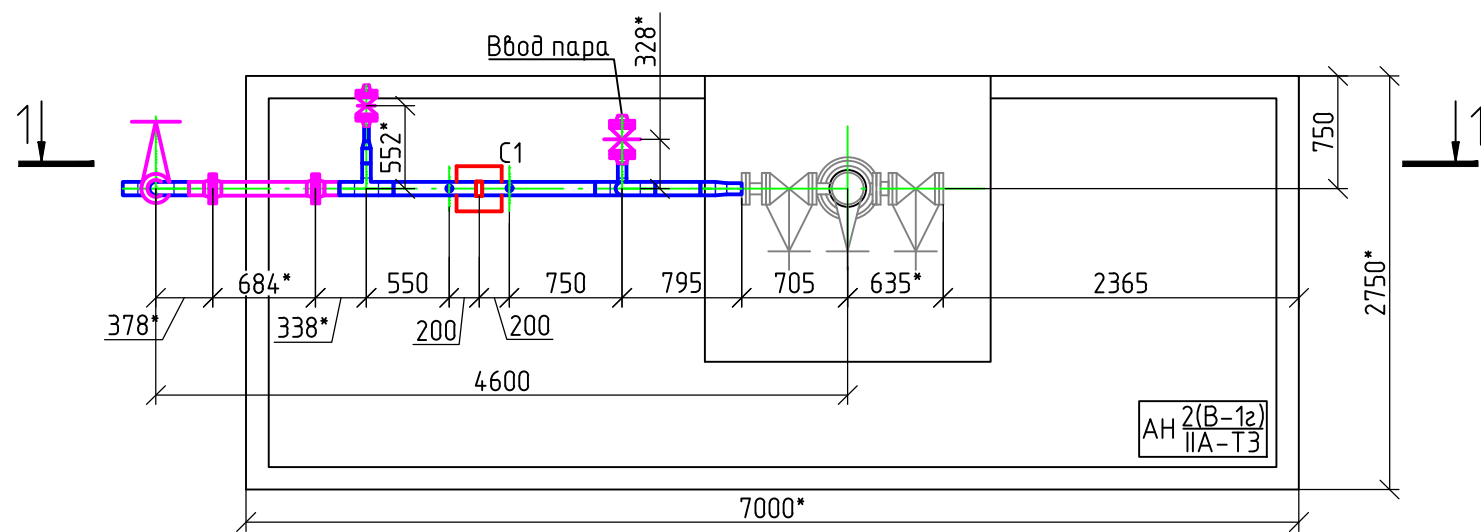
6 При производстве огневых или газоопасных работ Подрядчик обязан выполнять требования государственных нормативных актов и разработанных Заказчиком на эти виды работ инструкций. Утверждение наряда-допуска в данном случае является ответственностью Заказчика.

Работы, выполняемые в зонах с вероятным присутствием сероводорода (других вредных веществ и газов), взрывоопасной концентрации углеводородов, должны сопровождаться постоянным ведением контроля Подрядчиком за концентрацией этих газов в воздухе рабочей зоны. В зоне с вероятным присутствием взрывоопасных концентраций газов работа должна выполняться Подрядчиком искробезопасным инструментом. Персонал, участвующий в ведении данных работ, должен быть оснащен соответствующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ) органов дыхания.

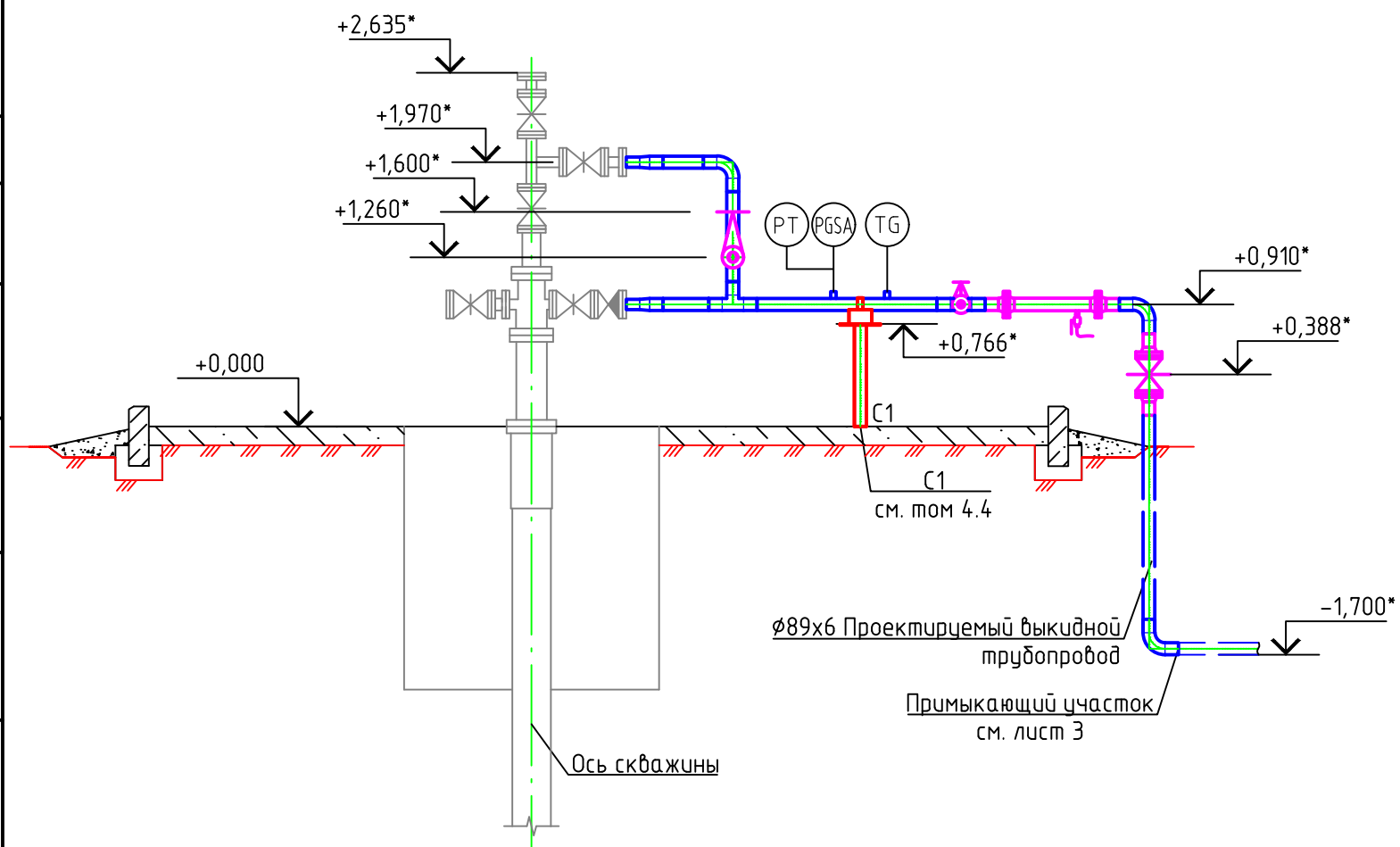
Создано	
Изм.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Ø 89х6 Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от скв. № 50
Родинского месторождения, см. ПИР0001.002-ТКР-Ч-003

ПИР0001.002-ИЛО5-07-01-Ч-003					
"Сбор нефти и газа со скважины №50 Родинского месторождения"					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бородецкая				03.23
Проверил	Юркин				03.23
Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, сетях и системах инженерно-технического обеспечения". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства"					
Н. контр.	Шешунова				03.23
ГИП	Драгина				03.23
План расположения оборудования и трубопроводов на площадке скважины №50					000 "СВЗК"



1 - 1



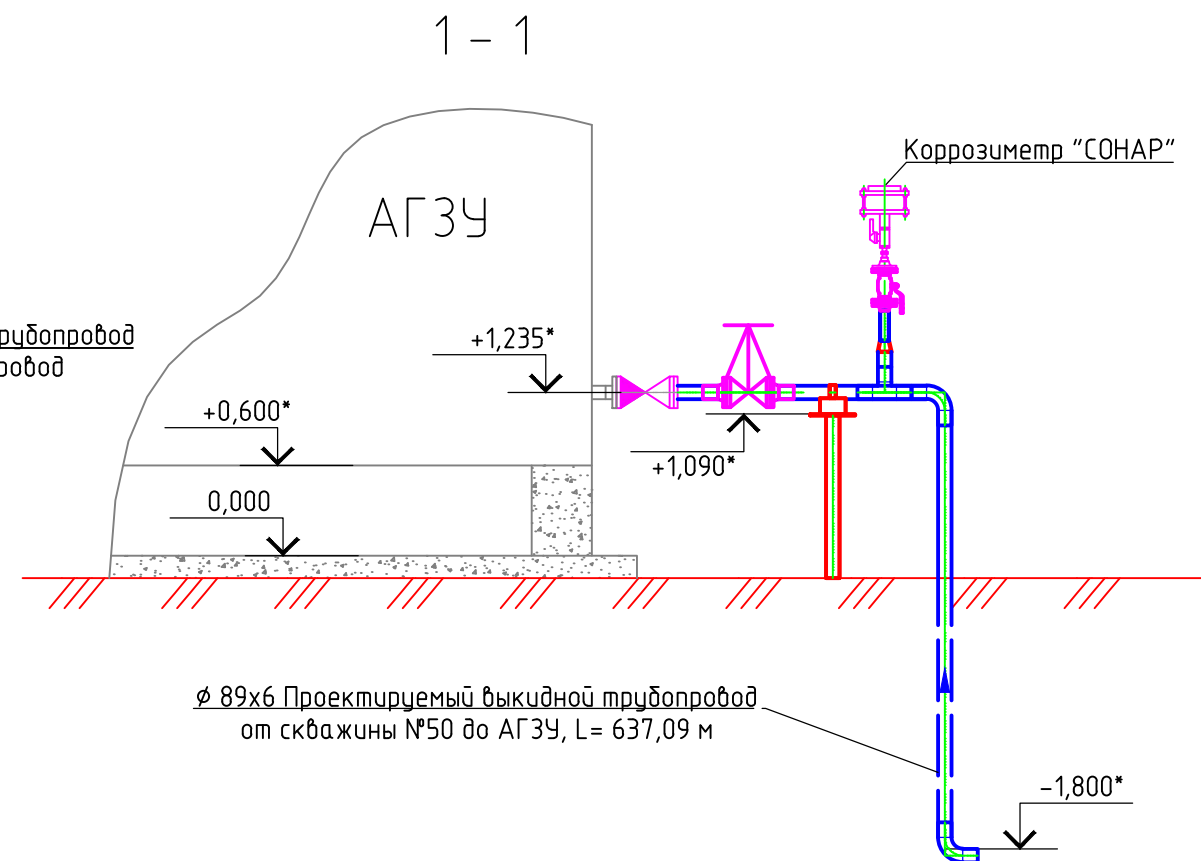
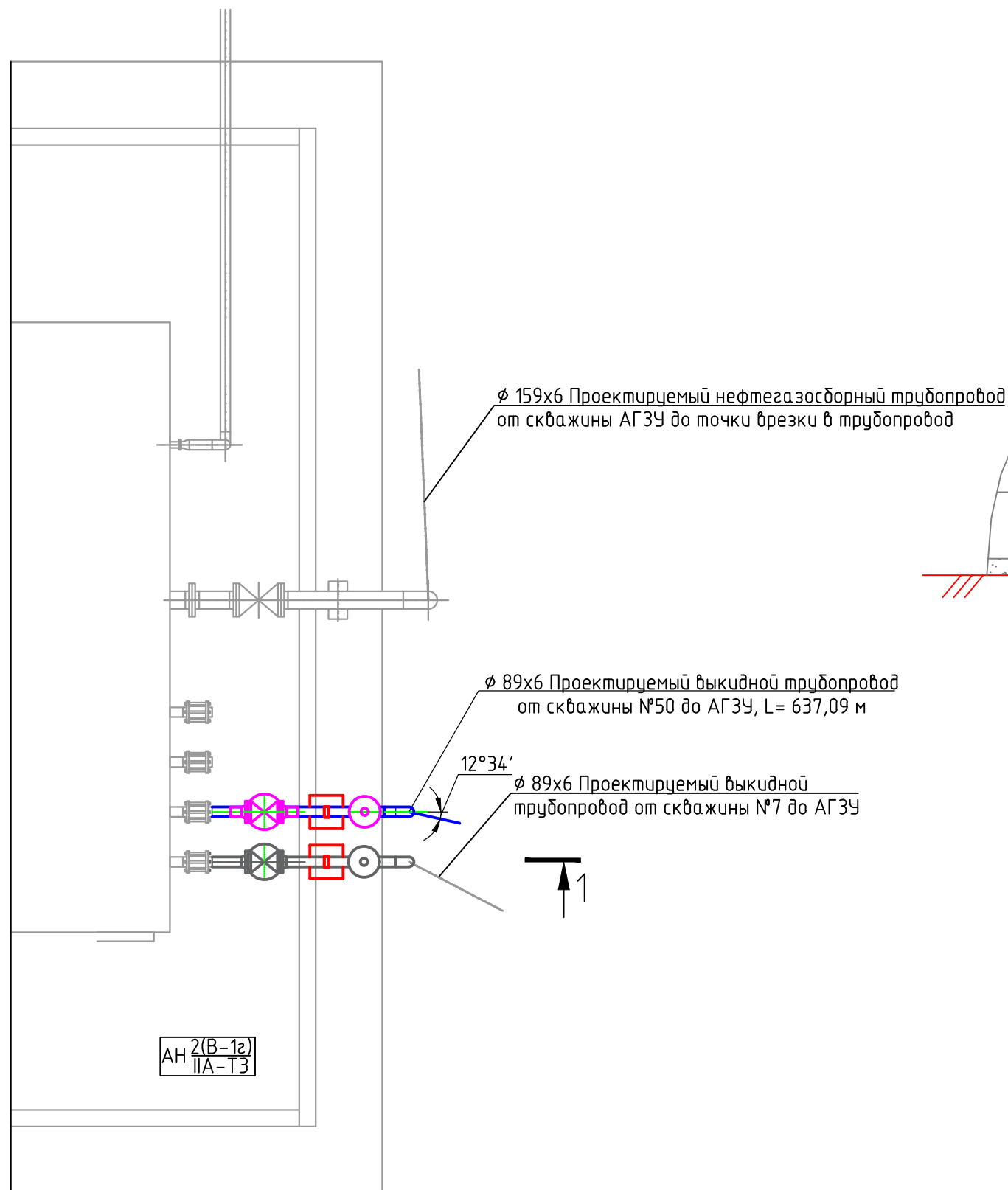
1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки см. том 4.2.
2. План расположения площадки см. лист 3.
3. Строительные конструкции опор и площадки см. том 4.4.
4. Крепление хомута опоры 89-КХ-А11 по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку из листа паронита ПЭ 4,0x400x300 по ГОСТ 481-80*.
5. Опознавательную окраску фланцевых соединений и трубопроводов выполнить в соответствии с методическими указаниями ПЗ-01.04 М-0006 "Применение фирменного стиля ОАО "НК "Роснефть" при оформлении производственных объектов в дочерних Обществах ОАО "НК "Роснефть" блока Upstream и производственного сервисного блока".
6. * - Отметки и размеры уточнить при монтаже.

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

ПИР0001.002-ИЛ05-07-01-Ч-004					
"Сбор нефти и газа со скважины №50 Родинского месторождения"					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бородецкая				03.23
Проверил	Юркин				03.23
Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, сетях и системах инженерно-технического обеспечения". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства"					
План проектируемой площадки приустьевой скв. № 50. Разрез					
Н. контр.	Шешунова				03.23
ГИП	Драгуна				03.23
			Стадия	Лист	Листов
			П	4	
					000 "СВЗК"

1:50

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



- 1 План расположения площадки см. лист 3.
- 2 * - Отметки и размеры уточнить при монтаже.
- 3 Антикоррозионную защиту наружной поверхности трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями, указанными в текстовой части раздела.
- 4 Теплоизоляцию надземных участков трубопроводов и арматуры выполнить в соответствии с СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов». В зоне перехода надземного участка трубопровода в подземный тепловую изоляцию выполнить с заглублением в грунт на 0,5 м с оберткой полимерной лентой.

ПИР0001.002-ИЛ05-07-01-4-005					
"Сбор нефти и газа со скважины №50 Родинского месторождения"					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бородецкая		<i>[Signature]</i>	03.23
Проверил		Юркин		<i>[Signature]</i>	03.23
Н. контр.		Шешунова		<i>[Signature]</i>	03.23
ГИП		Драгина		<i>[Signature]</i>	03.23
Площадка существующей АГЗУ Родинского месторождения					Стадия
					Лист
					Листов
					п
					5
					000 "СВЗК"

1:50