



ООО «СВЗК»

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

Заказчик – ООО «ННК-Самаранефтегаз»

**Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7
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"

ПИР0001.001-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 скважин № 3, 5, 7
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"

ПИР0001.001-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
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-С	Содержание тома 4.5.7.1	1
ПИР0001.001-СП	Состав проектной документации	1
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ	Текстовая часть	
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-001	Схема технологическая принципиальная	
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-002	Ситуационный план	
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-003	План расположения оборудования и трубопроводов на площадке скв. №3, 7. План расположения оборудования и трубопроводов на площадке узла приема СОД	
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-004	План расположения оборудования и трубопроводов на площадке скв. №5	
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-005	План проектируемой площадки приустьевой скважины №3, 5, 7	
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-006	Площадка АГЗУ (технологический блок)	
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-007	Площадка узла пуска СОД	
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-008	Площадка узла приема СОД	
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-009	Площадка дренажной емкостью ДЕ-1	
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-010	Площадка дренажной емкостью ДЕ-2	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-С						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Разраб.	Тульников	<i>Т. Тульников</i>	03.23	Содержание тома 4.5.7.1	П		1	
			Проверил	Кадулина	<i>И. Кадулина</i>	03.23					
			Н. контр.	Шешунова	<i>Н. Шешунова</i>	03.23		ООО «СВЗК»			
			ГИП	Драгина	<i>Е. Драгина</i>	03.23					

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка» ПИР0001.001-ПЗ-01.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ПИР0001.001-СП						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Разраб.	Драгина		03.23	Состав проектной документации	П		1	
			Н. контр.	Юркин		03.23		ООО «СВЗК»			
			ГИП	Драгина		03.23					

10.6 Воздействие ультразвука на персонал	26
10.7 Воздействие общей вибрации на персонал.....	26
10.8 Воздействие локальной вибрации на персонал.....	26
10.9 Воздействие неионизирующего излучения на персонал.....	26
10.10 Воздействие ионизирующего излучения на персонал.....	26
10.11 Воздействие фактора освещенности на персонал	26
11 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника	27
12 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе ..	28
13 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники (по отдельным цехам, производственным сооружениям)	29
14 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	30
15 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов	31
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.....	32
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.....	33
18 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов	34
19 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	36
Таблица регистрации изменений	37

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ			

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 скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения», утвержденного Генеральным директором ООО «ННК-Самаранефтегаз» А.Г. Швецовым. в 2022 г. (ПИР0001.001-ПЗ-01).

При выполнении проектной документации «Сбор нефти и газа со скважины № 3,5,7 Родинского месторождения» были использованы следующие материалы:

- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.001-ИГДИ-01, 2023 г.;
- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.001-ИГИ-01, 2023 г.;
- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.001-ИГМИ-01, 2023 г.;
- материалы инженерных изысканий ООО «СВЗК», ПИР0001.001-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».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-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 скважин № 3,5,7 под устьевым давлением, развиваемым погружным электронасосом, по проектируемым выкидным трубопроводам DN 80 поступает на проектируемую автоматизированную измерительную установку, где осуществляется автоматический замер дебита скважин.

Далее продукция скважин № 3,5,7 Родинского месторождения по проектируемому нефтесборному трубопроводу DN 150 поступает в существующий нефтегазосборный трубопровод и направляется на подготовку.

Для мониторинга коррозии в точках подключения выкидного трубопровода от скважин № 3,5,7 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. На нефтегазосборном трубопроводе установлены узлы пуска и приема средств очистки и диагностики.

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 выкидных трубопроводах от скважин № 3,5,7 выше 4,3 МПа и ниже 0,2 МПа.

Приборы и средства автоматизации приведены в томе 4.5.7.3 (ПИР0001.001-ИЛО5-07-02).

2.2 Характеристика отдельных параметров технологического процесса

В технологических решениях в соответствии с заданием на проектирование «Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения» (ПИР0001.001-П-ПЗ-01), утвержденным Генеральным директором ООО «ННК-Самаранефтегаз» А.Г. Швецовым. в 2022 г., предусматривается обустройство скважин № 3,5,7 и подъездная дорога с выделением 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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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.

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.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-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 ПИР0001.001-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 ПИР0001.001-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 проектируемых КТП К(ВК) 100/6/0,4кВ на площадках скважин 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 ПИР0001.001-ИЛО5-01.

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

						ПИР0001.001-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 скважин № 3,5,7 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 скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения осуществляется от проектируемых КТП (ПИР0001.001-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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ	Лист
							7

5 Описание требований к параметрам и качественным характеристиками продукции

В соответствии с заданием на проектирование (ПИР0001.001-ПЗ-01), добыча нефти предполагается с пластов А3, В1 Родинского месторождения.

Дебит скважины (проектная мощность проектируемого трубопровода), принята в соответствии с приложением № 4 к заданию на проектирование (см. ПИР0001.001-ПЗ), приведен в таблице 5.1.

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

Год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год
Дебит скв. № 3,5 (Пласт А3)						
По нефти, тыс. т	26,8	39,3	49,5	60,5	69	70,7
По жидкости, тыс. т	27,4	40,1	51	65,4	77,7	87,4
Добыча газа, млн. м ³	0,178	0,261	0,329	0,402	0,458	0,469
Обводненность, % масс	2,1	1,9	3	7,4	11,2	19,1
Газовый фактор	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32
Год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год
Дебит скв. № 7 (Пласт В1)						
По нефти, тыс. т	1,8	3,4	3,4	3,4	3,4	3,2
По жидкости, тыс. т	1,8	3,4	3,4	3,4	3,4	3,5
Добыча газа, млн. м ³	0,023	0,043	0,043	0,043	0,043	0,04
Обводненность, % масс	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	9,5
Газовый фактор	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67

Физико-химические свойства по пластам А3, В1 соответственно представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Физико-химические свойства нефти

Наименование характеристики	Значение	
	Пласт А3	Пласт В1
Плотность нефти	0,895	0,889
Плотность жидкости		
Вязкость при 20оС, мПа*с	76,36	49,90
Содержание сероводорода, %	0,0	1,19
Температура застывания нефти, гр С.	-18	-2
Массовое содержание, % :		
Серы	2,11	3,34
Смол силикагелевых	10,32	11,02
Асфальтенов	4,26	4,22
Парафинов	4,45	3,48

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

6 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Технология транспорта продукции скважины разработана на основании задания на проектирование (ПИР0001.001-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 скважин № 3,5,7 Родинского месторождения» проектными решениями предусматривается:

Этап «Обустройство скважины №7 Родинского месторождения»:

- обустройство устья добывающей скважины № 7;
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 7 до проектируемой АГЗУ;
- строительство АГЗУ;
- строительство сборного нефтепровода DN 150 от АГЗУ до точки врезки в существующий нефтепровод;
- строительство камер пуска и приема ОУ DN 150.

Этап «Обустройство скважины №5 Родинского месторождения»:

- обустройство устья добывающей скважины № 5;
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 5 до проектируемой АГЗУ.

Этап «Обустройство скважины №3 Родинского месторождения»:

- обустройство устья добывающей скважины № 3;
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 3 до проектируемой АГЗУ.

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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

9

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

Наименование здания, сооружения	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывопожароопасных смесей	Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ (ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002), основание ФЗ-123 ст.19	Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны по ПУЭ (ГОСТ 30852.9-2002)	Условия работы обслуживающего персонала	Категория пожарной и взрывопожарной опасности по СП 12.13130-2009
Приустьевая площадка нефтяных скважин	Нефть, попутный газ	IIВ ТЗ	2 (В-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка установки измерительной АГЗУ	Нефть, попутный газ	IIВ ТЗ	В-1а	В помещении	А
Площадка камеры запуска	Нефть, попутный газ	IIВ ТЗ	2 (В-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка камеры приема	Нефть, попутный газ	IIВ ТЗ	2 (В-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка дренажной емкости ДЕ-1	Нефть, попутный газ	IIВ ТЗ	2 (В-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка дренажной емкости ДЕ-2	Нефть, попутный газ	IIВ ТЗ	2 (В-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка узла подключения	Нефть, попутный газ	IIВ ТЗ	2 (В-1г)	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.

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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

10

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)
Дренажная емкость	220.25.29.11.140	Цистерны (баки), резервуары и другие емкости (кроме емкостей для сжатого или сжиженного газа) из черных металлов или алюминия
Камеры запуска – приема ОУ	220.42.99.11.149	Сооружения для обустройства месторождений прочие
АГЗУ	220.42.99.11.149	Сооружения для обустройства месторождений прочие

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 скважин № 3,5,7 Родинского месторождения.

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

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

						ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			11

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

На устье скважин № 3, 5, 7 установлена фонтанная арматура АФК-1 65x21 К1 по ГОСТ 13846-89 условным давлением 21 МПа, условным диаметром DN 65.

Скважины № 3, 5, 7 оборудуются погружными электронасосами УЭЦН, двигатель ПЭД-56.

В соответствии с техническими требованиями на выполнение проектных работ (ПИР0001.001-ПЗ-01) на вертикальном 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 6,3) 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 ДЗ 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
Класс опасности	4

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

Замер дебита скважины №№ 3, 5, 7 предусматривается на проектируемой замерной установке АГЗУ.

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

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

12

На выкидном трубопроводе в обвязке устья скважины предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновья 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 Автоматизированная групповая замерная установка

Проектом предусмотрена установка одной автоматизированной групповой замерной установки АГЗУ.

Замерная установка АГЗУ предназначена для автоматического замера дебита скважин.

На проектной АГЗУ Родинского месторождения месторождения проектом предусматривается обвязка выкидных трубопроводов от скважин №3, 5, 7 Родинского месторождения и нефтегазосборного нефтепровода до узла врезки в существующий нефтепровод от АГЗУ-1 Восточно-Граньлейского месторождения до т.врезки АГЗУ-1 Гауровского месторождения.

Проектом предусмотрена блочная автоматизированная замерная установка АГЗУ типа «ОЗНА-Массомер-Е»-400-2-8 с двумя массомерами, на восемь подключений, выпускаемые АО «Акционерная компания «ОЗНА».

На измерительной установке происходит поочередный автоматический замер дебита скважин. Принципиальные технологические решения сбора продукции скважин обеспечивают:

- замер дебита жидкости скважины;
- однотрубный транспорт нефтегазовой смеси;
- надежность эксплуатации нефтегазопроводов и оборудования;
- герметизацию процессов;
- максимальное использование природных ресурсов;
- охрану окружающей природной среды;
- максимальную централизацию объектов обустройства на месторождении.

АГЗУ представляет собой блок-бокс, состоящий из технологического блока и блока контроля и управления. Блок технологический предназначен для размещения, укрытия и обеспечения нормальных условий работы технологического оборудования и средств измерений установки. Блок контроля и управления предназначен для размещения, укрытия и обеспечения нормальных условий работы устанавливаемого в нем оборудования.

Предусмотренная проектом измерительная установка должна соответствовать требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Техническая характеристика установки «ОЗНА-Массомер-Е»-400-2-8 представлена в таблице 6.5.

Таблица 6.5 - Техническая характеристика установки «ОЗНА-Массомер-Е»-400-2-8»

Параметр	Значение
Пропускная способность, м ³ /сут	400
Количество подключения скважин, шт.	до 8
Рабочее давление, МПа,	не более 4,0
Питание электрических цепей: род тока напряжение, В частота, Гц потребляемая мощность, кВА,	Переменный 380/220 50 не более 20
Климатические условия: температура окружающего воздуха, °С, относительная влажность при температуре %,	от -43 до +39 84
Исполнение приборов замерно - переключающей установки	Взрывозащищенное
Класс помещения замерно - переключающей установки	В-Ia
Исполнение щитового помещения	обыкновенное

Замерная установка размещена на открытой площадке с бетонным покрытием, канализуемой (категория по взрывопожарной и пожарной опасности, в соответствии с таблицей 2, раздела 7 СП12.13130.2009 - АН, класс взрывоопасных зон, в соответствии с главой 7.3 ПУЭ

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ	Лист
							13

издания 7 - В-1а, категория взрывоопасных смесей, в соответствии с ГОСТ 30852.5-2002 – IIВ; группа взрывоопасных смесей, в соответствии с ГОСТ 30852.11-2002– Т3).

Используется стальная арматура класса герметичности А по ГОСТ Р 54808-2011.

Дренаж АГЗУ предусматривается в емкость подземную горизонтальную дренажную ДЕ-1 объемом 5,0 м³.

На площадке измерительной установки предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновья с ручным приводом) из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

От АГЗУ продукция скважин № 3, 5, 7 по проектируемому трубопроводу DN 150 поступает в существующую систему сбора.

6.3 Площадки узлов пуска и приема ОУ

Для очистки проектируемого выкидных трубопроводов от скважин № 3, 5, 7 от грязепарафиноотложений (АСПО) предусматривается установка:

- узла запуска ОУ в районе проектируемой АГЗУ;
- узла приема ОУ в районе точки врезки в существующий напорный трубопровод от существующей АГЗУ-1.

Камера пуска предназначена для запуска очистных устройств в трубопровод. Движение очистного устройства по трубопроводу осуществляется за счет давления перекачиваемой жидкости.

Камера приема предназначена для приема очистных устройств после прохода по трубопроводу, сбора части АСПО и механических примесей.

Комплекс оборудования для очистки внутренней полости выкидного трубопровода содержит:

- камеру пуска очистных устройств;
- камеру приема очистных устройств;
- технологическую обвязку камер пуска и приема с запорной арматурой;
- емкость дренажная ДЕ-2 объемом 1,5 м³ для сбора дренажа с проектной камеры приема очистных устройств;

Для площадок пуска и приема предусмотрены ограждения (см. марку АС).

Предусмотренные проектом камеры пуска и приема очистных устройств должны соответствовать требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Камеры пуска и приема очистных устройств располагаются на площадках с тротуарным покрытием.

По мере заполнения, содержимое дренажных емкостей для сбора продуктов очистки выкидного трубопровода откачивается с помощью передвижных агрегатов.

Основные характеристики камер пуска и приема ОУ приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Основные характеристики узлов пуска / приема очистных устройств

Наименование показателя	Значение или определяющий показатель
Условное обозначение, согласно технологической схеме: -камера пуска очистных устройств -камера приема очистных устройств	МКПУ-1 МКПР-1
Номинальный диаметр DN, мм: -камера пуска очистных устройств МКПУ-1 -камера приема очистных устройств МКПР-1	150 150
Номинальное давление, МПа	4,0
Исполнение по расположению патрубков подвода/отвода рабочей среды относительно направления движения средств очистки	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

14

-камера пуска очистных устройств	Правое
-камера приема очистных устройств	Правое
Тип быстроразъемного концевой затвора камер	Резьбовой
Сейсмичность района размещения	С0 (не сейсмостойкое)

На дренажных трубопроводах на выходе из камер запуска и приема ОУ предусматривается установка запорной арматуры (затвор клиновое с ручным приводом) из стали низколегированной повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А. Данная арматура предусматривается в комплекте поставки камер.

6.4 Дренажные емкости

Проектом предусмотрены подземные дренажные емкости объемом 5 м³ (ДЕ-1) и 1,5 м³ (ДЕ-2).

Марка емкости ДЕ-1 ДЕ-5-1600-1700-2 и (с внутренней изоляцией), изготовленная по ТУ 3615-007-64145285-2012. Для защиты ёмкости от почвенной коррозии предусмотрена наружная битумно-резиновая изоляция «весьма усиленного» типа по ГОСТ 9.602-2005. Техническая характеристика дренажной емкости ДЕ-1 представлена в таблице 6.7.

Марка емкости ДЕ-2 ДЕ-1,5-1200-1700-2 и (с внутренней изоляцией), изготовленная по ТУ 3615-007-64145285-2012. Для защиты ёмкости от почвенной коррозии предусмотрена наружная битумно-резиновая изоляция «весьма усиленного» типа по ГОСТ 9.602-2005. Техническая характеристика дренажной емкости ДЕ-2 представлена в таблице 6.8.

Таблица 6.7 – Технические характеристики дренажной емкости ДЕ-1

Наименование показателя	Значение
Объем, м ³	5
Диаметр, мм	1600
Длина цилиндрической части, мм	2400
Наличие погружного насоса	нет

Таблица 6.8 – Технические характеристики дренажной емкости ДЕ-2

Наименование показателя	Значение
Объем, м ³	1,5
Диаметр, мм	1200
Длина цилиндрической части, мм	1325
Наличие погружного насоса	нет

6.5 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ	Лист
							15

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 техники безопасности.

6.6 Площадка узла подключения

Подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ предусматривается к существующему напорному трубопроводу от существующей АГЗУ-1. На подключаемом трубопроводе предусматривается установка узла подключения. Узел подключения представлен в виде обратного клапана и запорной арматуры (задвижка клиновая с ручным приводом) из стали низкоуглеродистой повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

Площадка узла подключения относится:

- к классу взрывоопасной зоны 2 (В-1г) в соответствии с ГОСТ Р 30852.9-2002 (ПУЭ);
- к категории и группе взрывоопасной смеси IIB T3 в соответствии с ГОСТ Р 30852.11-2002, ГОСТ Р 30852.5-2002;
- к категории пожарной опасности АН в соответствии с СП 12.13130.2009.

Обратный клапан (затвор обратный поворотный) предназначен для пропуска рабочей среды по трубопроводу только в одном направлении и предотвращения обратного потока среды. Тип проточной части корпуса клапана - проходной с патрубками на одной оси, исполнение корпуса – полнопроходное. Установочное положение на трубопроводе – горизонтальное.

Рабочие условия эксплуатации обратного клапана:

- температура рабочей среды – от минус 60 °С до плюс 585 °С;
- водородный показатель – 0-14;
- механические примеси – до 10 мг/м³.

6.7 Технологические трубопроводы

6.7.1 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 6.9.

Таблица 6.9 - Исходные данные и результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов

Наименование параметра	Значение параметра	
Назначение трубопровода	Выкидные трубопроводы на площадке скв. 3, 5, 7	Дренажный трубопровод
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	ГОСТ 32388-2013	ГОСТ 32388-2013

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

16

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата

Наименование параметра	Значение параметра	
Диаметр D , мм	89	89
ГОСТ или ТУ на трубы	ГОСТ 8733-74*, ГОСТ 8734-75*	ГОСТ 8733-74*, ГОСТ 8734-75*
Марка стали или класс прочности	13ХФА	13ХФА
Временное сопротивление R_b , МПа	460	415
Условный предел текучести R_y , МПа	360	245
Рабочее давление P , МПа	6,3	Атм.
Давление испытания на прочность, МПа	9,01	9,01
Коэффициент прочности сварных швов φ	0,8	0,7
Коэффициент запаса прочности:		
-по времен. сопротивл. n_b	2,4	2,4
-по пределу текучести n_y	1,5	1,5
R_b / n_b , МПа	192	173
R_y / n_y , МПа	240	163
Расчетная толщина стенки t_p , мм	1,79	0,08
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки C_1 , мм	0,75	0,63
Прибавка на коррозию и износ C_2 , мм	2,00	2,00
Номинальная толщина стенки t , мм	4,54	2,7
Принятая толщина стенки, мм	5,00	5,00
Назначенный срок службы трубопровода, лет	20	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.

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 Дж/см², KCV = 20 Дж/см² при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

6.7.2 Строительство и монтаж технологического трубопроводов

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

17

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 выкидной трубопровод относится к группе А(б), I категории, дренажный к группе А(б), II категории.

Выкидной трубопровод проектируется из трубы диаметром и толщиной стенки 89х5, дренажный из трубы диаметром и толщиной стенки 89х5 по ГОСТ 8731-74*/ГОСТ 8732-78*.

В соответствии с п. 10.1.34 ГОСТ 32569-2013 дренажные трубопроводы укладываются подземно на глубине не менее 0,6 м с уклоном не менее 0,003 в сторону дренажной емкости.

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 выкидных трубопроводов в соответствии с ГОСТ 32569-2013 составляет:

- на прочность – Рисп = 9,01 МПа;
- на плотность – 6,3 МПа.

Дренажный трубопровод испытать на прочность и плотность гидравлическим способом в соответствии с ГОСТ 32569-2013 с последующим освобождением трубопровода от воды.

Величина давления испытания дренажного трубопровода в соответствии с ГОСТ 32569-2013 составляет:

- на прочность – Рисп = 0,2 МПа;
- на плотность – атмосферное.

Выкидные трубопроводы подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания в соответствии с п. 13.5.1 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:

- 20 % сварных стыков выкидного трубопровода;
- 10 % сварных стыков дренажного трубопровода.

Сварные соединения углеродистых и низколегированных сталей подвергают термической обработке для снятия напряжений при температуре не ниже 620°С. Значения твердости сварного шва, определенные в соответствии с п. 7.3 ГОСТ Р 53678-2009, не должны превышать 250 HV (или при условии соблюдения ограничений п. 7.3.3 ГОСТ Р 53678-2009 – 22 HRC).

Использование присадочных материалов и технологий сварки, приводящих к образованию наклепа с содержанием никеля более 1%, допускается только в случае положительных результатов испытаний сварных швов на SSC в соответствии с приложением В ГОСТ Р 53678-2009.

6.7.3 Защита от коррозии

Для защиты от внутренней коррозии предусматривается периодическая подача ингибитора коррозии через затрубное пространство скважин с помощью передвижных средств.

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».

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

						ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		18

Для защиты от почвенной коррозии детали трубопроводов и сварные швы покрываются гидроизоляцией усиленного типа. Состав гидроизоляции приведен в таблице 6.10.

Таблица 6.10 – 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 90х1,2 мм – 1 слой	Муфта ИЗТМ: – 89х450 мм для труб диаметром 89 мм

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.

Степень очистки поверхностей - «вторая» по ГОСТ 9.402-2004.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ			

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
			ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ						20
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
			ПИР0001.001-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. №							Лист
									22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-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.

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

23

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

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

24

- 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

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

26

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 до взрывоопасной концентрации (ДВК) от 20 % НПВ контролируется датчиком контроля до взрывоопасной концентрации (ДВК). 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 ПИР0001.001-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
			ПИР0001.001-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 приустьеовой площадке скважины. Основные загрязняющие вещества: углеводороды предельные C₁-C₁₀, C₁₂-C₁₉, бензол, ксилол, толуол, метилмеркаптан.

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" (ПИР0001.001-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
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-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" (ПИР0001.001-ООС1).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-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 – III. 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" (ПИР0001.001-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
			ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ						31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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;
- установка узлов пуска и приема ОУ для очистки проектируемого нефтегазосборного трубопровода от асфальто смоло парафиновых отложений (АСПО), снижения гидравлического сопротивления и в результате этого 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
									32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ			

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
									33
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ			

- 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
			ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ						35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

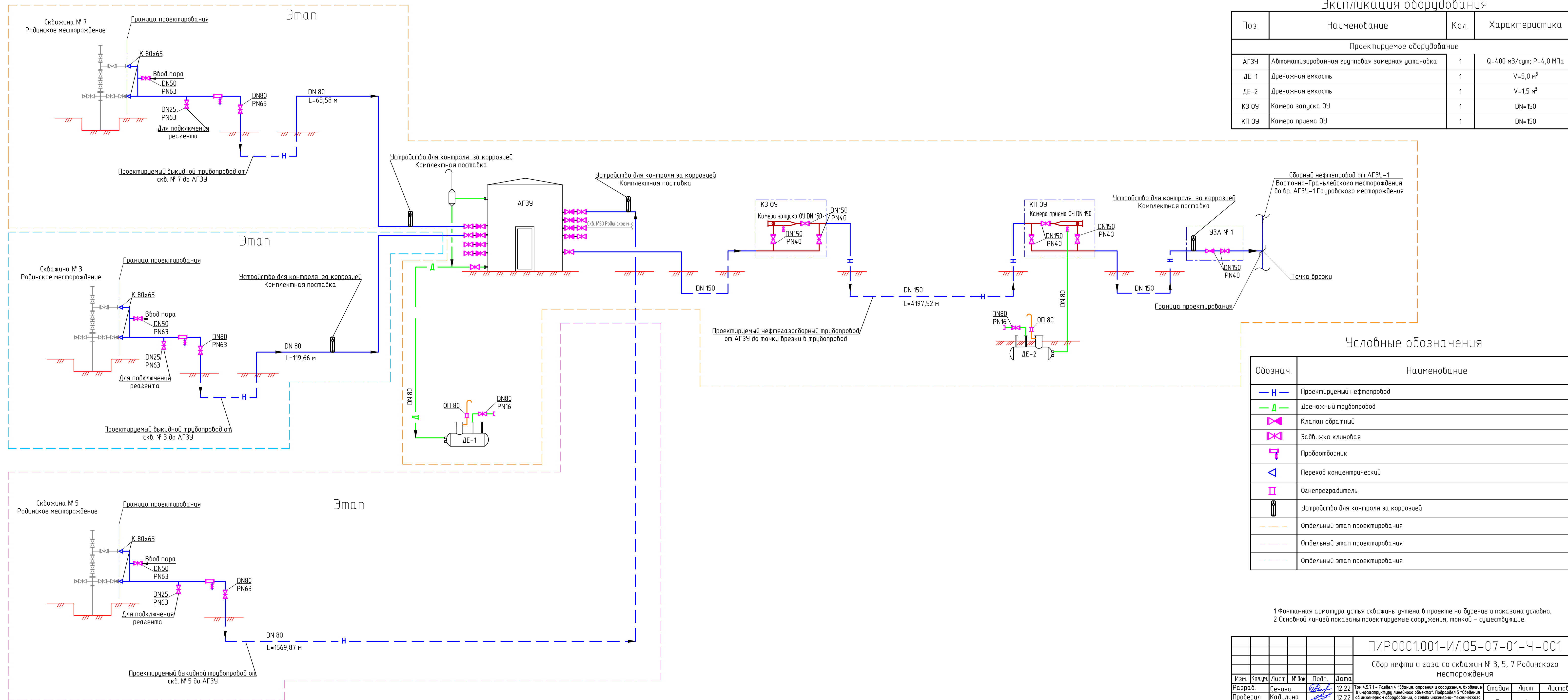
19 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»

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
									36
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-ТЧ			

Экспликация оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика
Проектируемое оборудование			
АГЗУ	Автоматизированная групповая замерная установка	1	Q=400 м ³ /сут; P=4,0 МПа
ДЕ-1	Дренажная емкость	1	V=5,0 м ³
ДЕ-2	Дренажная емкость	1	V=1,5 м ³
КЗ ОУ	Камера запуска ОУ	1	DN=150
КП ОУ	Камера приема ОУ	1	DN=150



Условные обозначения

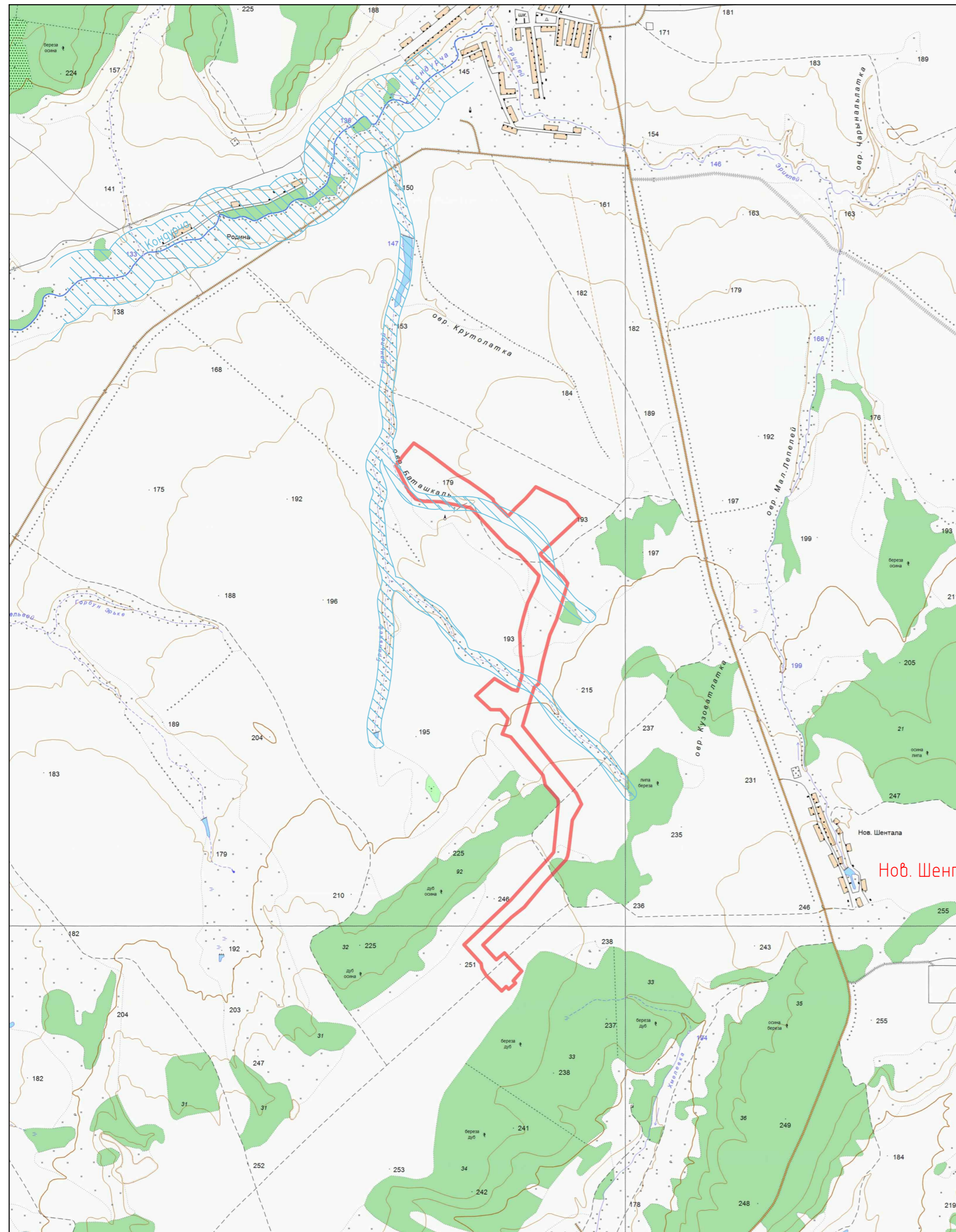
Обознач.	Наименование
— Н —	Проектируемый нефтепровод
— Д —	Дренажный трубопровод
⋈	Клапан обратный
⋈	Задвижка клиновья
⚡	Пробойторник
◁	Переход концентрический
▭	Огнепреградитель
⌚	Устройство для контроля за коррозией
---	Отдельный этап проектирования
---	Отдельный этап проектирования
---	Отдельный этап проектирования

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

ПИР001.001-И/05-07-01-4-001					
Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Сечина	12	22	С	12
Проверил	Кадулина	12	22	С	12
Тон 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"					
Н.контр.	Шешунова	12	22	С	12
ГИП	Драгина	12	22	С	12
Схема технологическая принципиальная					000 "СВЗК"

Согласовано
Взам. инф. №
Подп. и дата
Инф. №подл.

Старая Шентала



- Условные обозначения
- — граница участка изысканий
 - водоохранная зона водных объектов

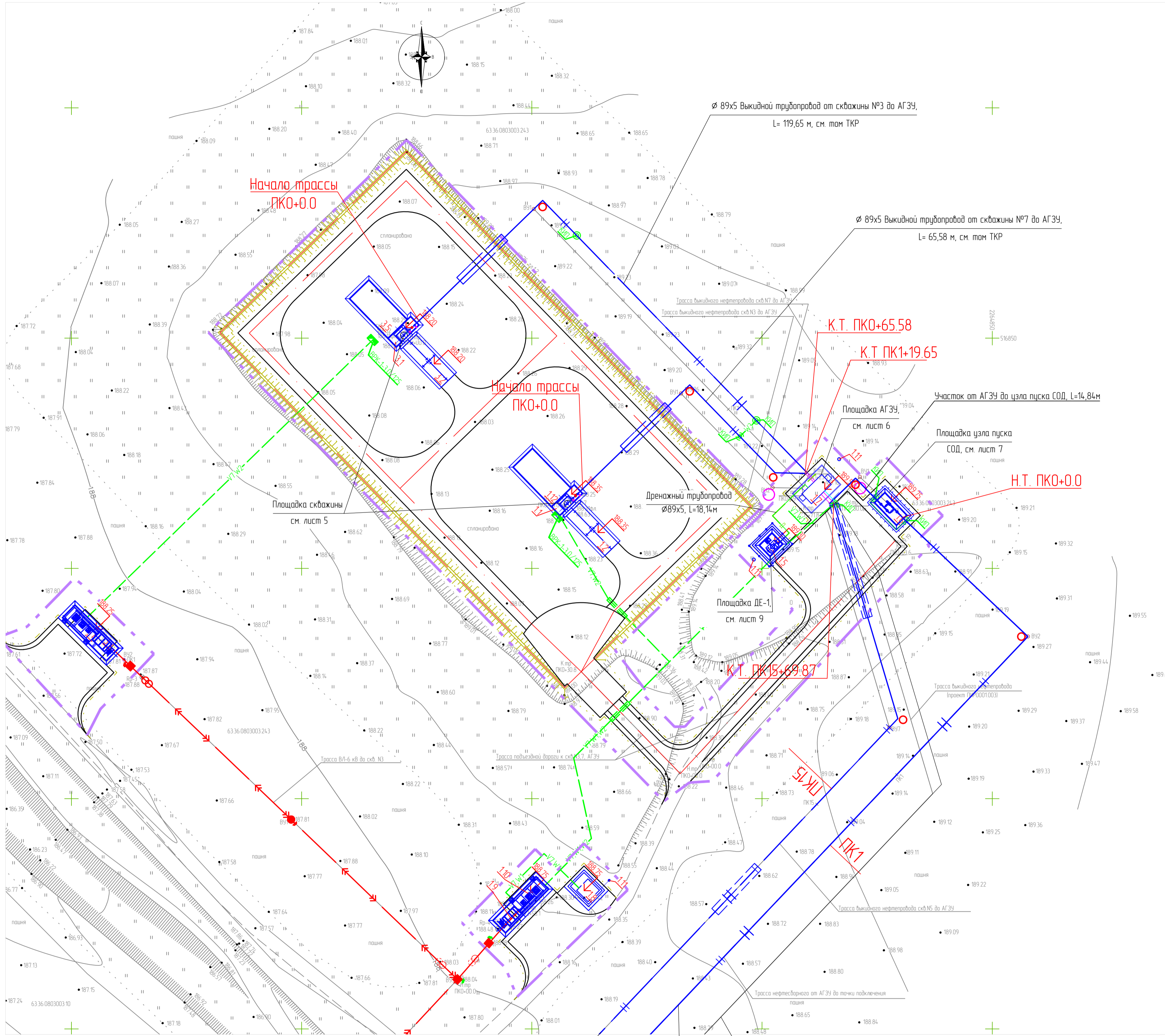
Нов. Шентала

1:25000

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-4-002						Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 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 инженерной оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства"		
Разраб.	Клычкова			<i>Клычкова</i>	03.23			
Проб.	Юркин			<i>Юркин</i>	03.23	п	2	
Н.контр	Шешунова			<i>Шешунова</i>	03.23	Ситуационный план		ООО "СВЗК"
ГИП	Драгина			<i>Драгина</i>	03.23			

Согласовано	
Взамен инд. №	
Подпись и дата	
Инф. № подл.	

План расположения оборудования и трубопроводов на площадке скважин № 3, 7.



Условные обозначения

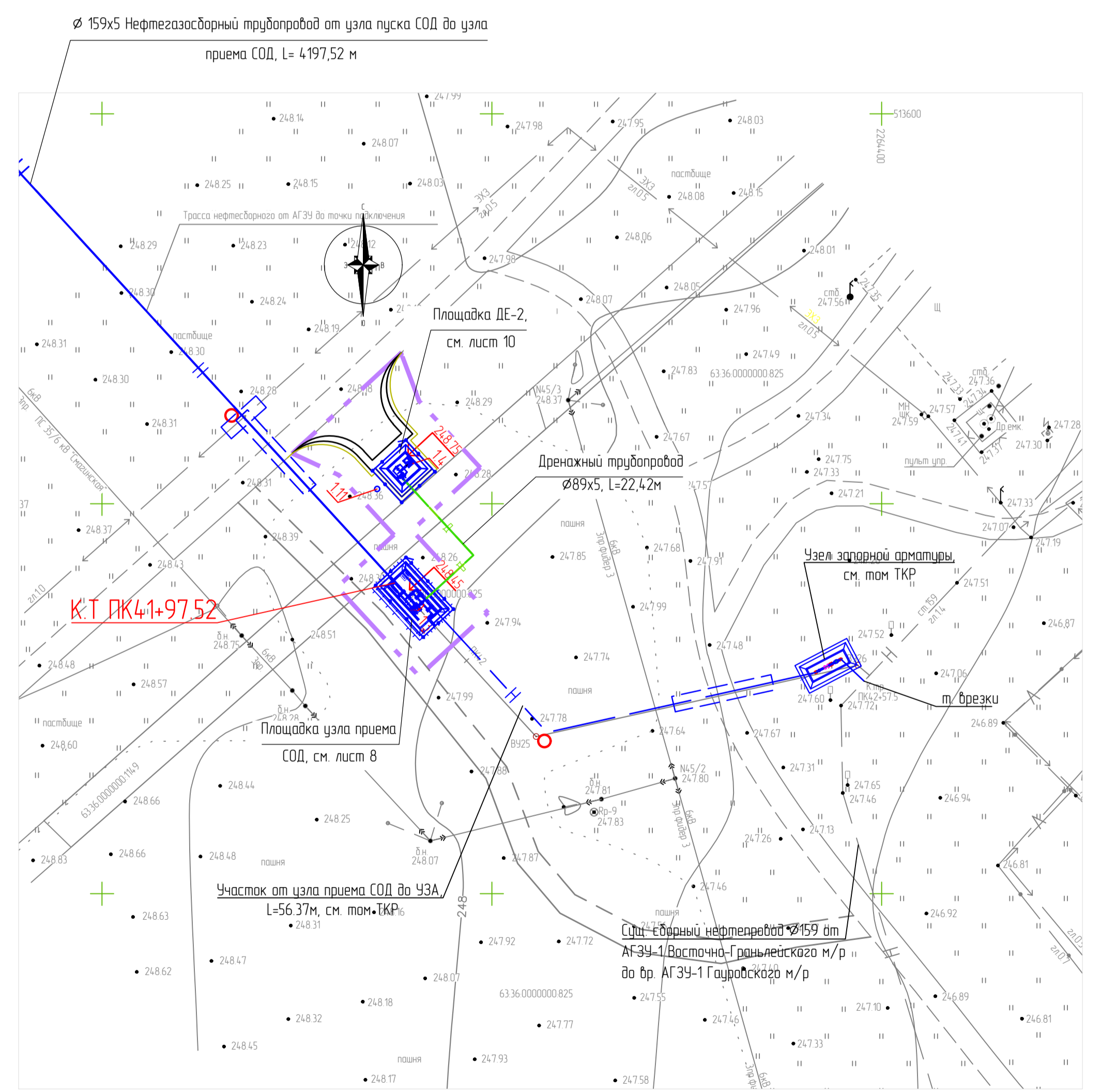
- Проектируемые здания и сооружения
- Существующие здания и сооружения
- Проектируемые автодороги и подъезды
- Существующие автодороги
- Проектируемые откосы
- Существующие откосы
- Проектируемый нефтепровод
- Проектируемый электрический кабель до 1 кВ (подземный)
- Проектируемый электрический кабель свыше 1 кВ (подземный)
- Проектируемый кабель КИП/А (подземный)
- Проектируемая сеть производственно-дождевой канализации

\varnothing 89x5 Выкидной трубопровод от скважины №5 до АГЗУ, L= 1569,87 м, см. том ТКР
 \varnothing 159x5 Нефтегазосборный трубопровод от узла пуска СОД до узла приема СОД, L= 4197,52 м, см. том ТКР
 \varnothing 89 Выкидной трубопровод от скважины №50 до АГЗУ, см. проект ПИР0001002

Экспликация зданий и сооружений

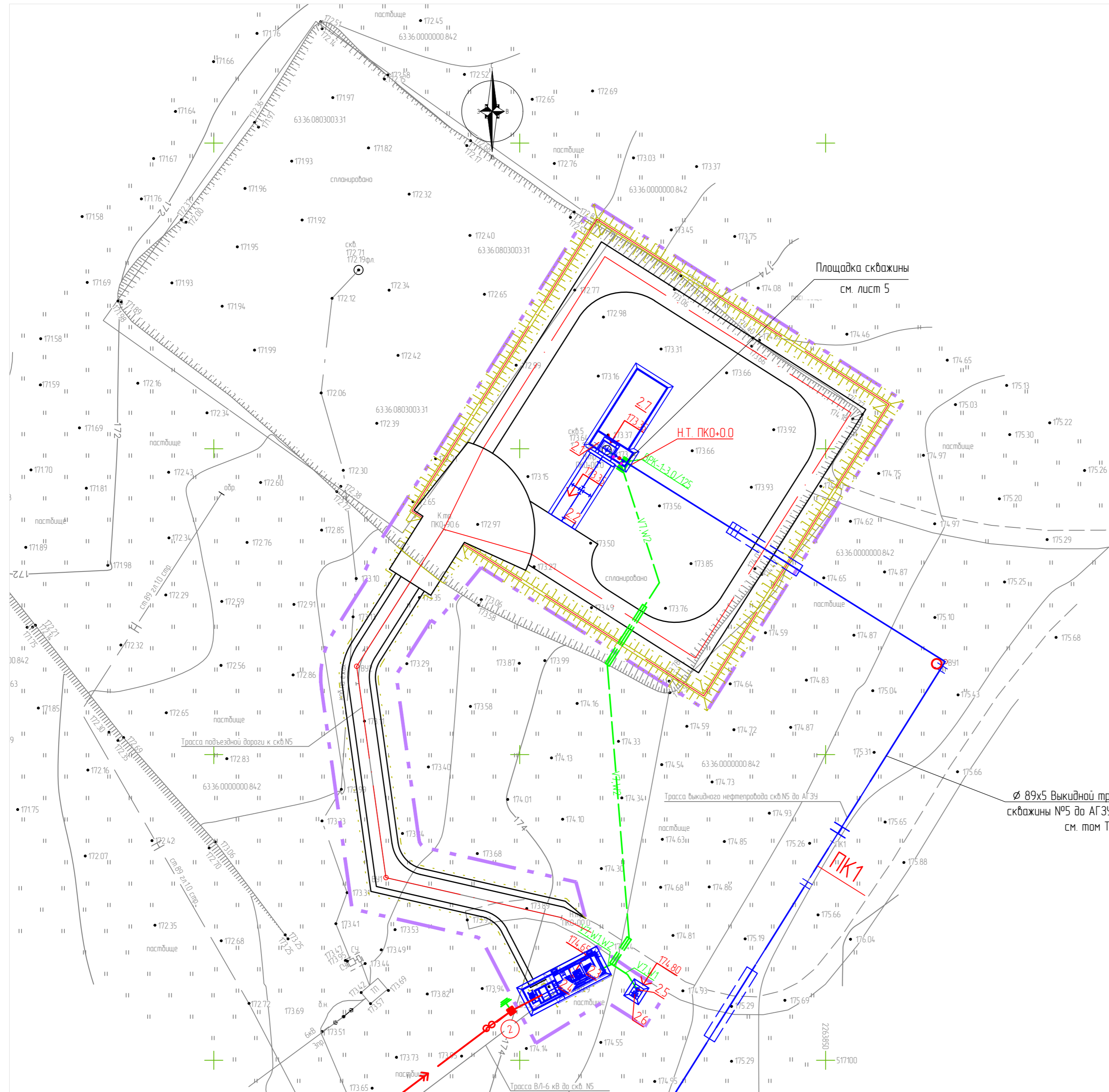
Номер на плане	Наименование	Примечание
Проектируемые здания и сооружения Этап строительства: Скважина № 7		
11	Площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН) 001	
12	Площадка под ремонтный агрегат 003	
13	Узел приема СОД 010	
14	Емкость дренажная 006	
15	Емкость дренажная 006	
16	Узел пуска СОД 009	
17	Установка измерительная (технологический блок) 015.1	
18	Установка измерительная (блок контроля и управления) 015.2	
19	Подстанция трансформаторная комплектная 303	
110	Станция управления 306	
111	Мольбицеблок 355	
112	Площадка под переходные мостки 004	
Проектируемые здания и сооружения Этап строительства: Скважина № 3		
31	Площадка приустьевая нефтяной скважины (с ЭЦН) 001	
32	Площадка под ремонтный агрегат 003	
33	Подстанция трансформаторная комплектная 303	
34	Станция управления 306	
35	Площадка под переходные мостки 004	

План расположения оборудования и трубопроводов на площадке узла приема СОД



1 Данный лист выполнен на основании ПИР0001001-П-И/02.
 2 Система координат - МСК-63 (2 зона). Система высот - Балтийская.

ПИР0001.001-И/05-07-1-Ч-003					
Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения					
Изм.	Контр.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработ.	Клычкова				03.23
Проб.	Баркин				03.23
Н.контр.	Щенцова				03.23
ГИП	Празина				03.23
План расположения оборудования и трубопроводов на площадке скв. № 3, 7 План расположения оборудования и трубопроводов на площадке узла приема СОД				Лист	3
				ООО "СВЭК"	
Формат А1					



Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Примечание
Проектируемые здания и сооружения Этап строительства. Скважина №5		
2.1	Площадка приустевая нефтяной скважины (с ЭЦН). 001	
2.2	Площадка под ремонтный агрегат. 003	
2.3	Станция управления. 306	
2.4	Подстанция трансформаторная комплектная. 303	
2.5	Шкаф КИПиА. 364	
2.6	Радиомачта. 355	
2.7	Площадка под передвижные мостки. 004	

Условные обозначения

- 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-дождевой канализации

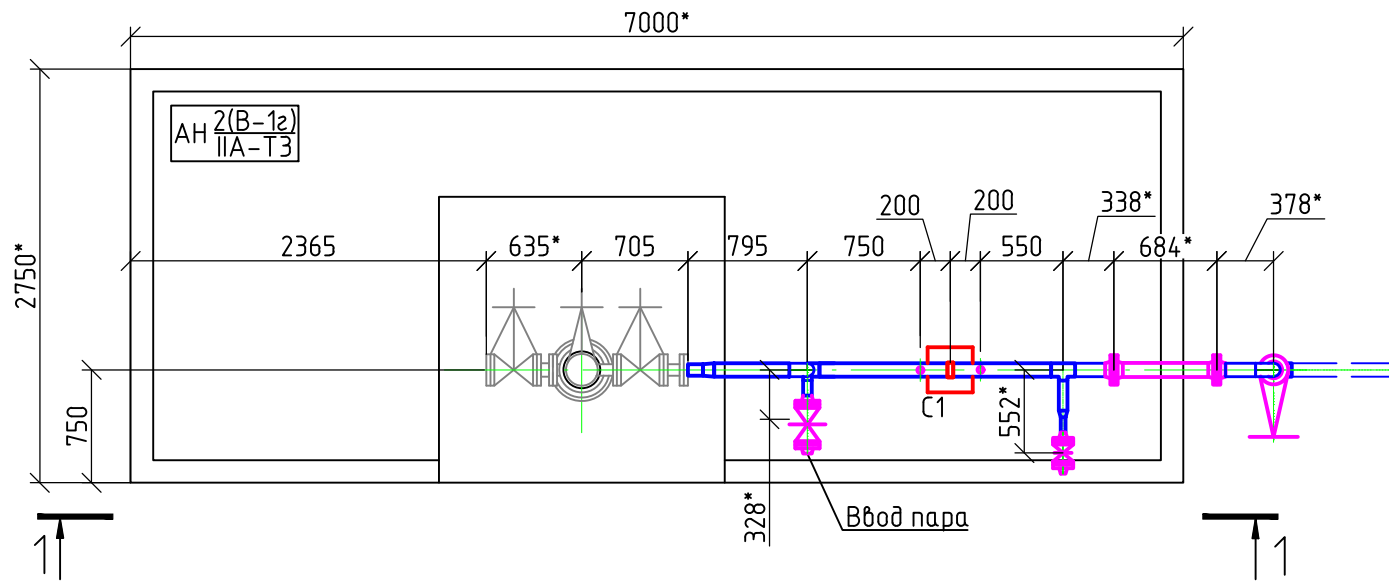
Ø 89x5 Выкидной трубопровод от скважины №5 до АГЗУ, L= 1569,87 м, см. пом ТКР

1 Данный лист выполнен на основании ПИРО001.001-П-ИЛ02.
2 Система координат - МСК-63 (2 зона). Система высот - Балтийская.

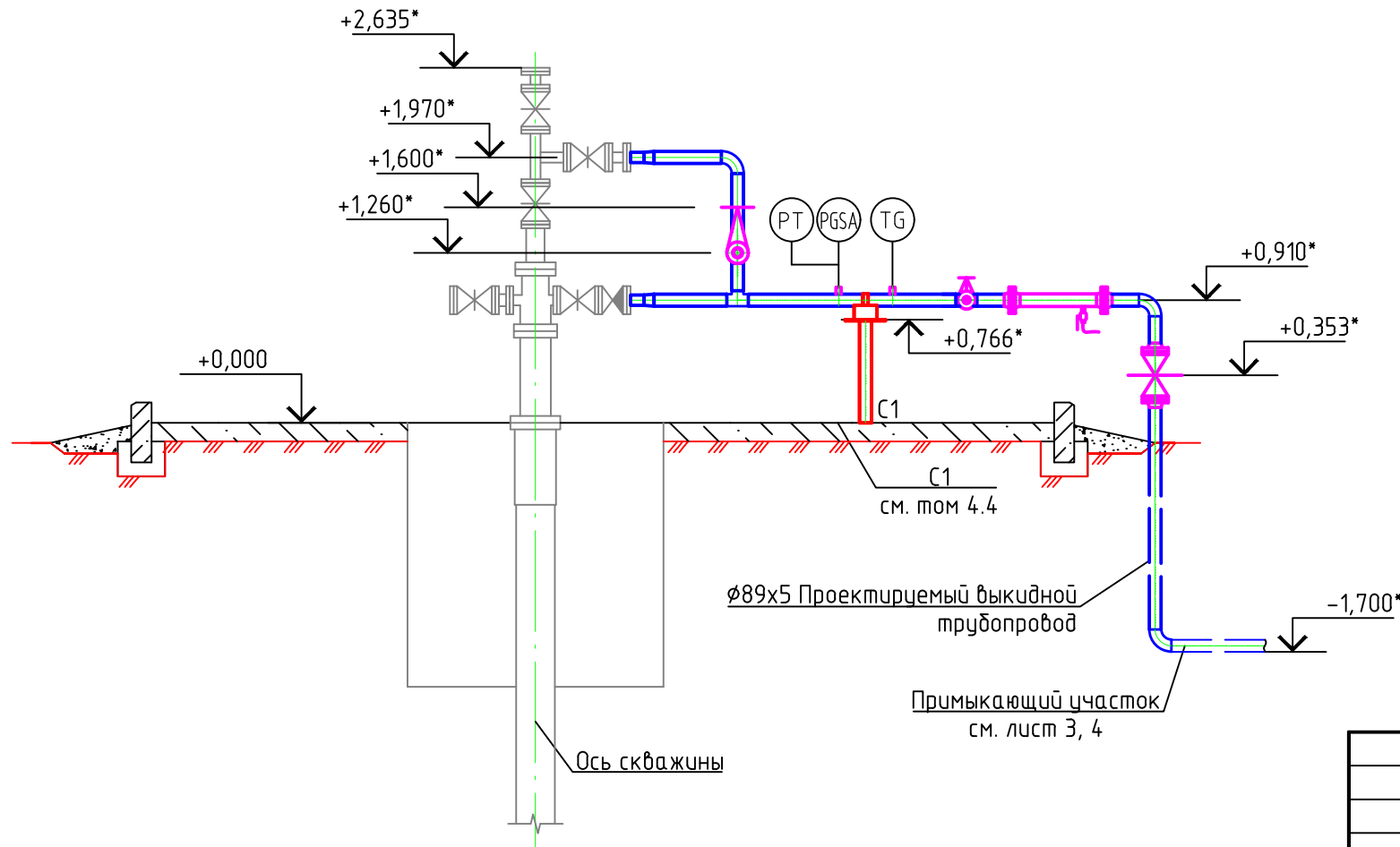
Создано	
Взам. инв. №	
Лист и дата	
Инв. №подл.	

ПИРО001.001-ИЛ05-07-1-4-004						
Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разработ.	Клычкова				03.23	
Проверил	Юркин				03.23	
Нач. отд.						
Н. контр.	Шешунова				03.23	
ГИП	Драгина				03.23	
				Стация	Лист	Листов
				П	4	
План расположения оборудования и трубопроводов на площадке скв. № 5				ООО "СВЗК"		

План площадки на отм. 0,000



1 - 1

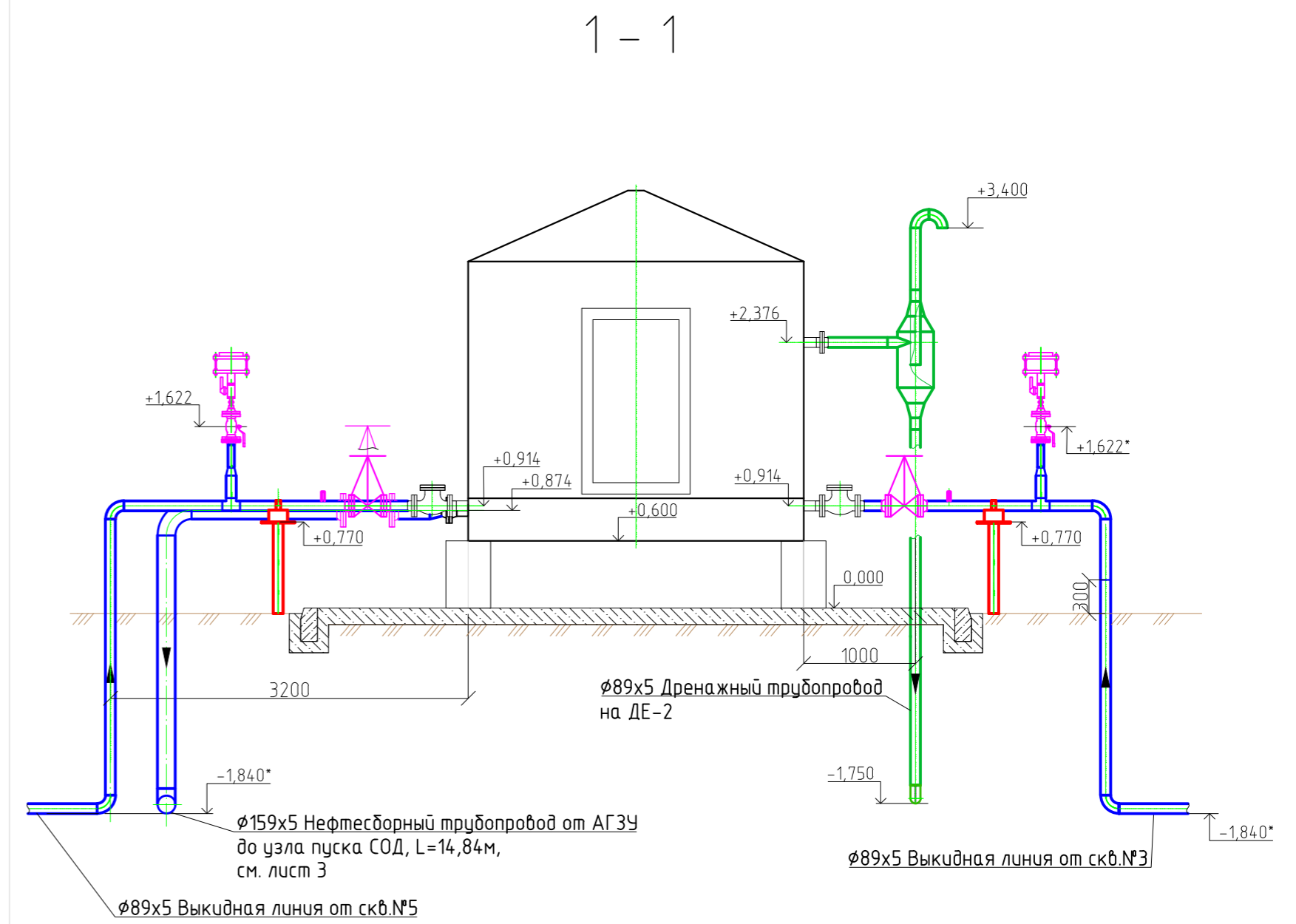
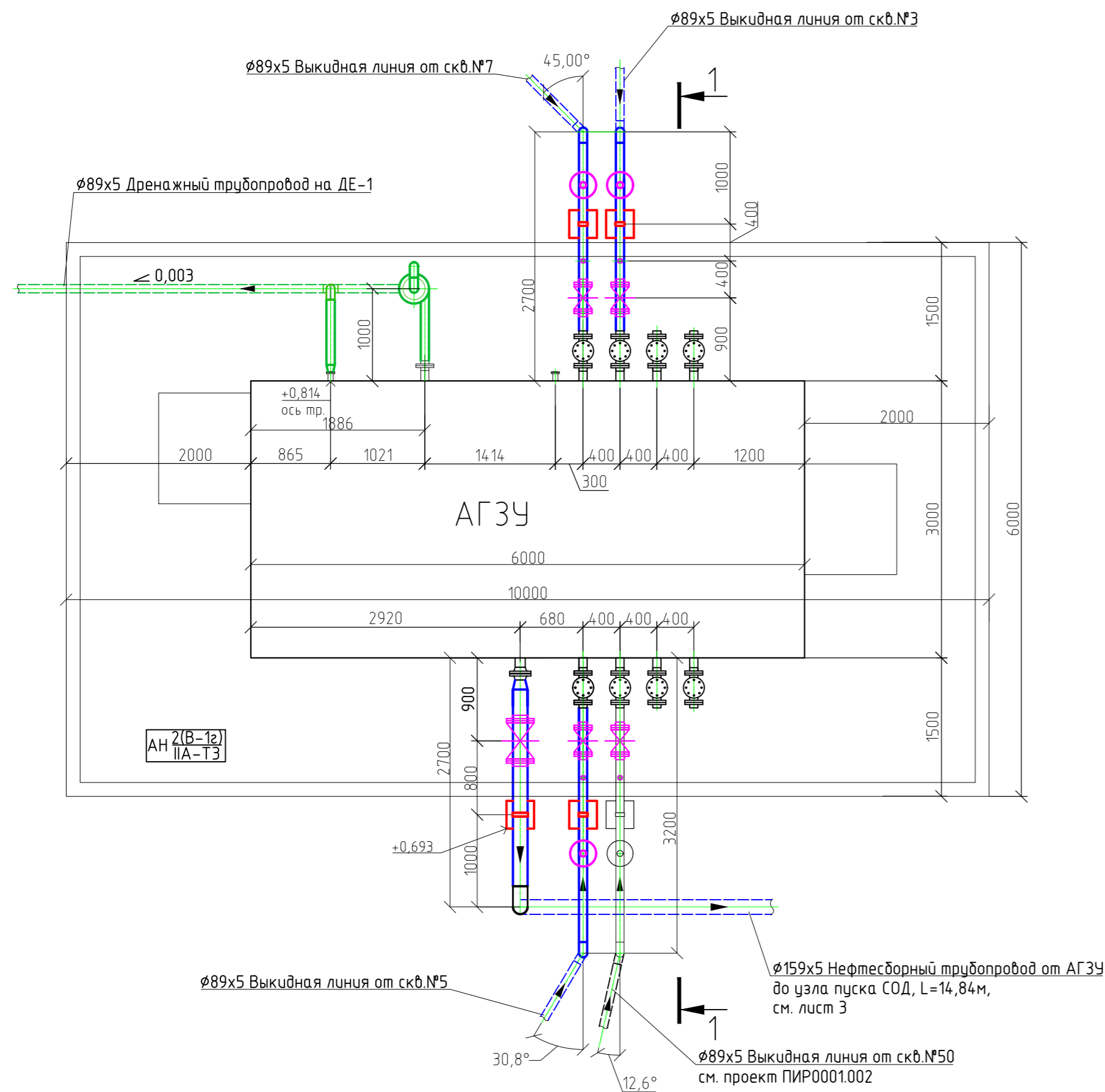
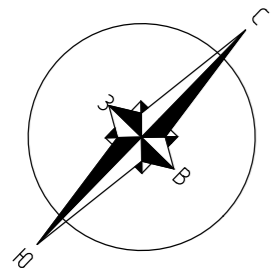


1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки:
скв. №3 – 188,20;
скв. №7 – 188,35;
скв. №5 – 173,35.
2. План расположения площадок скв. №3, 7, см. лист 3, площадки скв. №5 – см. лист 4.
3. Строительные конструкции опор и площадки см. том ИЛО4.
4. Крепление хомута опоры 89-КХ-А11 по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку из листа паронита ПЭ 4,0x400x300 по ГОСТ 481-80*.
5. Опылятельную 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.	

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-4-005					
Сбор нефти и газа со скважин № 3, 5, 7 Родинского месторождения					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Клычкова			<i>[Signature]</i>	03.23
Проверил	Юркин			<i>[Signature]</i>	03.23
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"					
План проектируемой площадки приустьевой скв. № 3, 5, 7					
Стадия			Лист	Листов	
П			5		
000 "СВЗК"					
Формат А3					

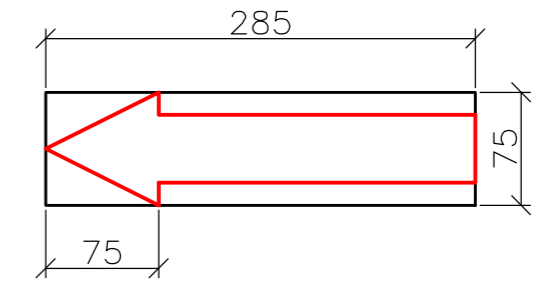
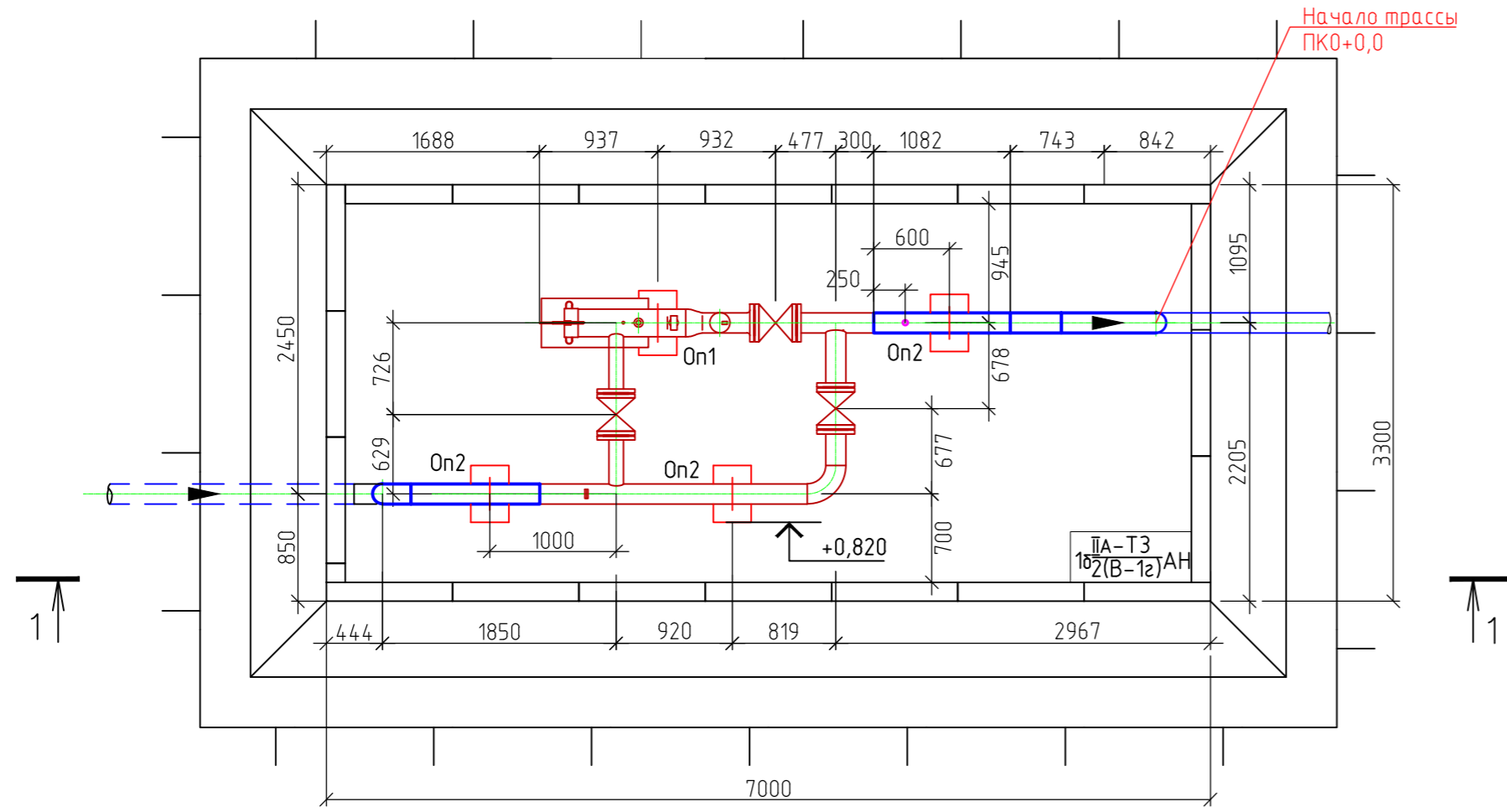
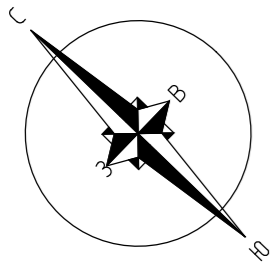
1:50



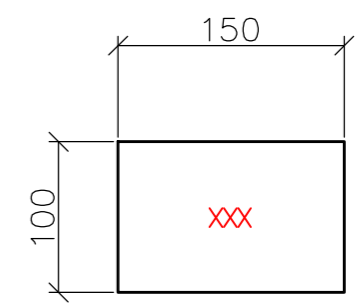
1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки соответствующая абсолютной отметке 189,50.
2. План расположения площадки см. лист 3.
3. Конструкцию площадки, фундамент под АГЗУ, опорные конструкции под технологические опоры, см. том ИЛО4.
4. Крепление хомута опоры 89-КХ-А11, 159-КХ-А11 по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку из листа паронита ПЭ 4,0x300x300 по ГОСТ 481-80*.
5. Оформление производственных объектов выполнить в соответствии с фирменным стилем ООО "ННК-Самаранефтегаз".
6. * - Отметки и размеры уточнить при монтаже.

1:50

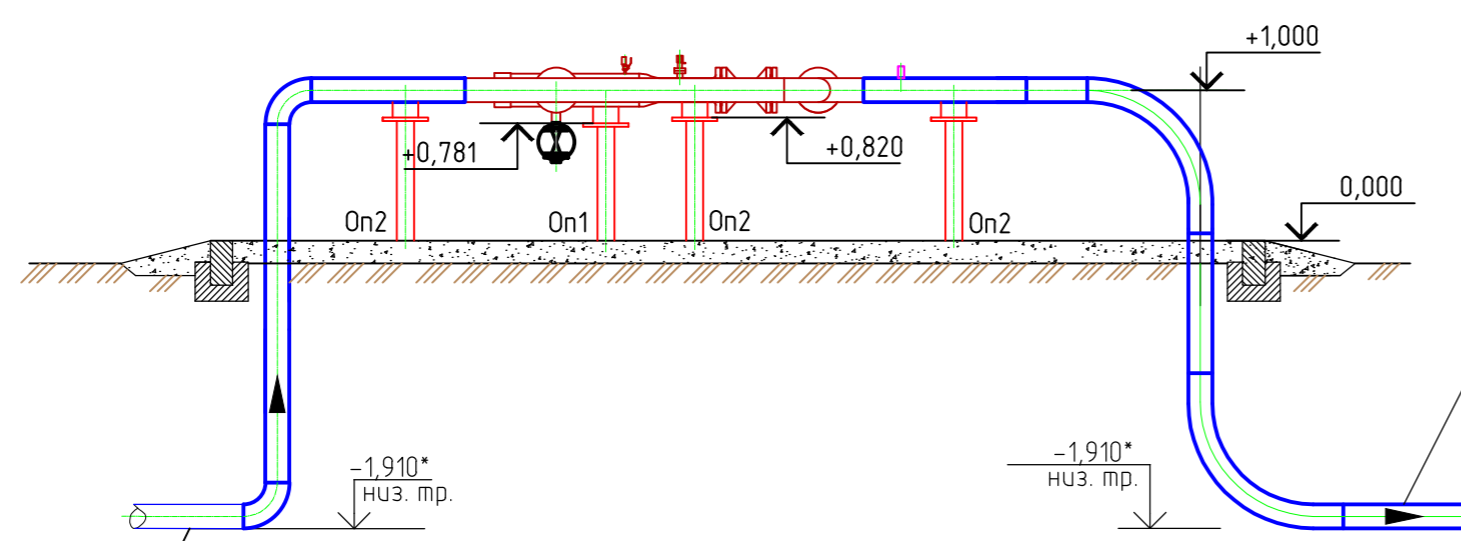
ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-4-006					
"Сбор нефти и газа со скважин №3, 5, 7 Родинского месторождения"					
Изм.	Колуч.	Лист	И док	Подп.	Дата
Разраб.	Клычкова				03.23
Проб.	Юркин				03.23
Н.контр	Шешунова				03.23
ГИП	Драгина				03.23
Площадка АГЗУ (технологический блок)				Стадия	Лист
				П	6
				Листов	
				000 "СВЗК"	



Щит МЩ-2
"Номер задвижки"
(1:5)



1 - 1



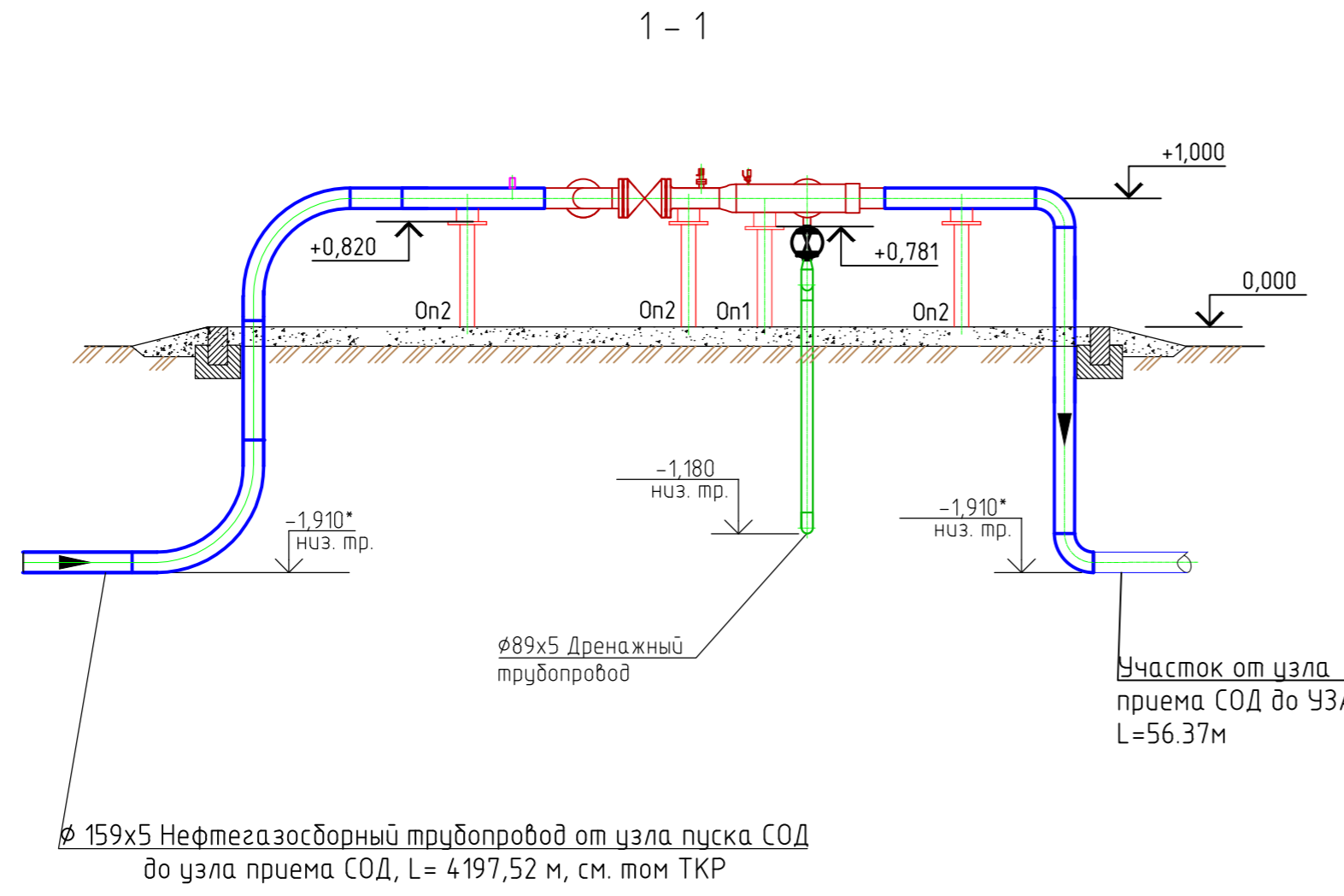
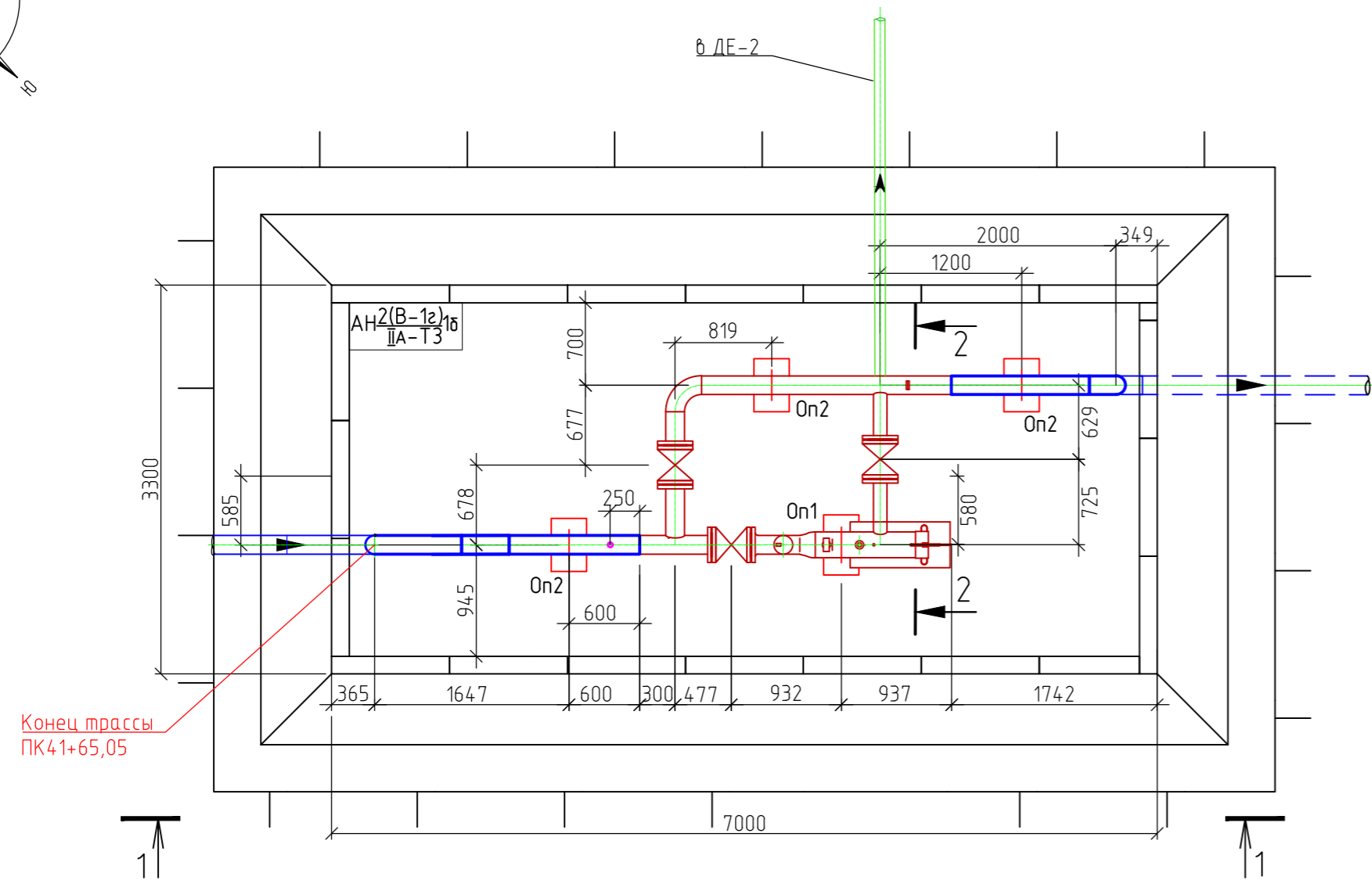
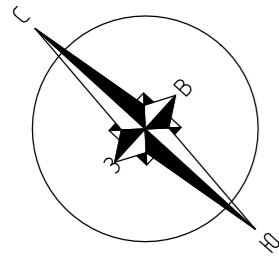
Ø 159x5 Нефтегазосборный трубопровод от узла пуска СОД до узла приема СОД, L= 4197,52 м, см. том ТКР

Участок от АГЗУ до узла пуска СОД, L=14,84м

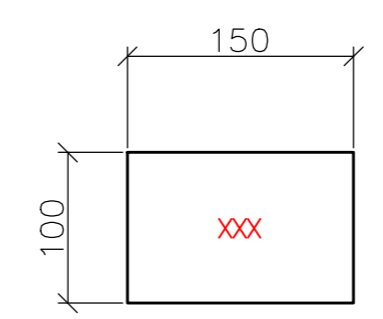
1. План расположения площадки см. ПИР0001.001-ИЛ05-07-1-4-003.
2. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки 189,75.
3. Конструкцию опор и ограждение площадки см. том ИЛ04.
4. Крепление хомутов опор по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку из листа паронита по ГОСТ 481-80*:
 - для опоры 159-КХ-А11 лист ПЭ 4,0x750x500;
 - для опоры 219-КХ-А11 лист ПЭ 4,0x750x500.
5. Оознавательную окраску фланцевых соединений и трубопроводов выполнить эмалью ПФ-115 (ГОСТ 6465-76*) - 2 слоя.
6. Надпись о направлении потока жидкости выполнить на маркировочном щитке красным цветом.
7. на щитах из алюминия выбить номера задвижек.
8. * - Размеры уточнить при монтаже.

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

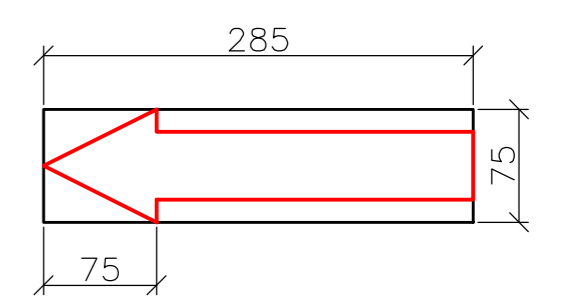
ПИР0001.001-ИЛ05-07-1-4-007				
Сбор нефти и газа со скважин №3, 5, 7 Родинского месторождения				
Изм.	Колуч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.	Клычкова			03.23
Проверил	Юркин			03.23
Нач. отд.				
Н. контр.	Шешунова			03.23
ГИП	Драгина			03.23
Площадка узла пуска СОД			000 "СВЗК"	



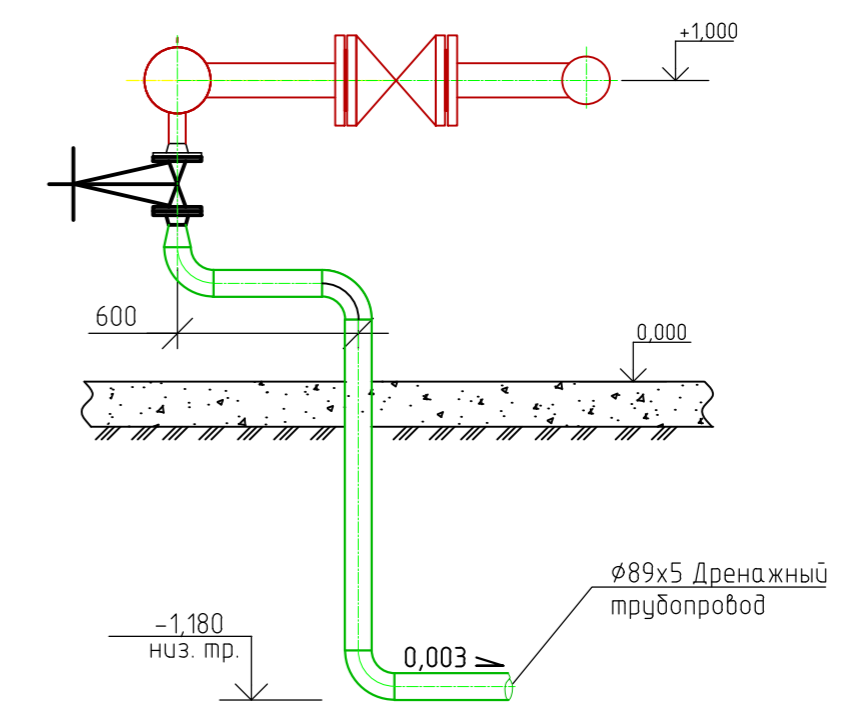
Щит МЩ-2
"Номер задвижки"
(1:5)



Щит МЩ-1
для нанесения направления
потока
(1:5)



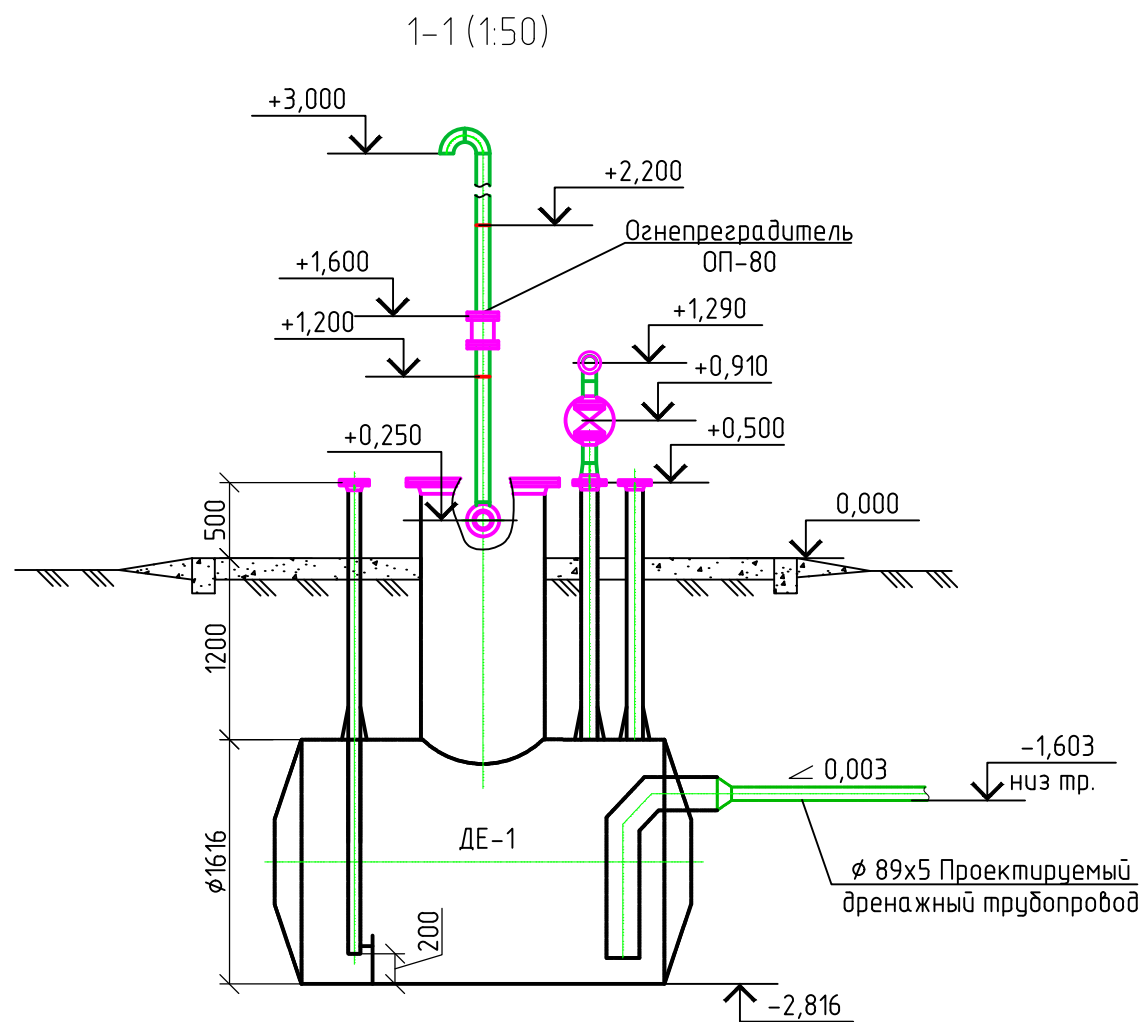
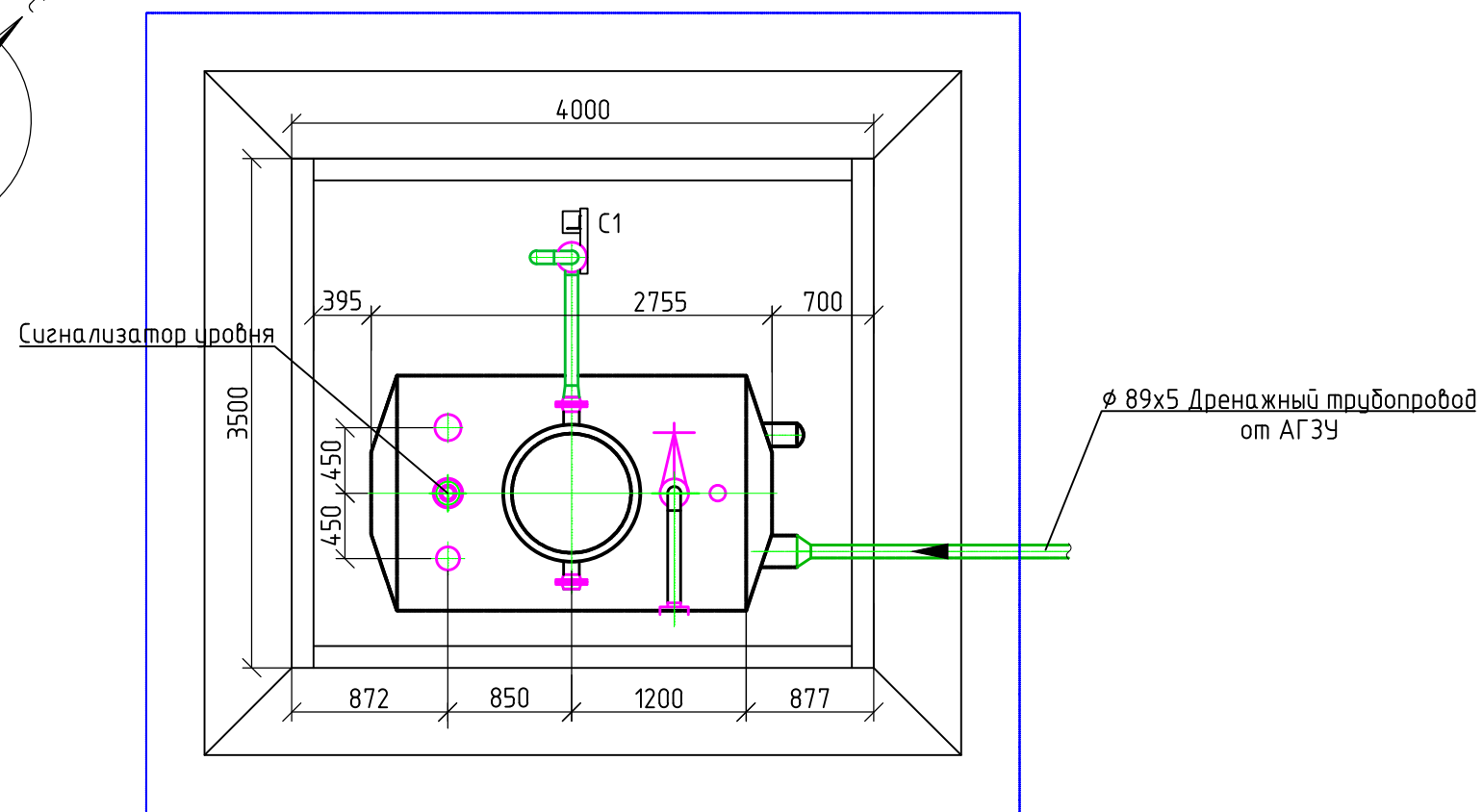
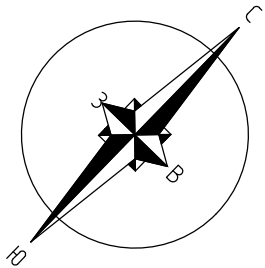
2 - 2 (1:25)



1. План расположения площадки см. ПИР0001.001-ИЛО5-07-1-4-003.
2. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки 248,45.
3. Конструкцию опор и ограждение площадки см. том ИЛО4.
4. Крепление хомутов опор по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку из листа паронита по ГОСТ 481-80*:
- для опоры 159-КХ-А11 лист ПЗ 4,0x750x500;
- для опоры 219-КХ-А11 лист ПЗ 4,0x750x500.
5. Оповознательную окраску фланцевых соединений и трубопроводов выполнить эмалью ПФ-115 (ГОСТ 6465-76*) - 2 слоя.
6. Надпись о направлении потока жидкости выполнить на маркировочном щитке красным цветом.
7. на щитах из алюминия выбить номера задвижек.
8. * - Размеры уточнить при монтаже.

ПИР0001.001-ИЛО5-07-1-4-008				
Сбор нефти и газа со скважин №3, 5, 7 Родинского месторождения				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.
Разраб.	Клычкова			03.23
Проверил	Юркин			03.23
Нач. отд.				
Н. контр.	Шешунова			03.23
ГИП	Драгина			03.23
Площадка узла приема СОД			000 "СВЗК"	

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

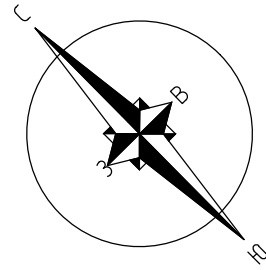


1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки соответствующая абсолютной отметке 189,30.
2. План расположения площадки см. лист 3.
3. Основание площадки показано условно, см. том ИЛО4.
4. Опорные конструкции под технологические опоры и дождеприемник не показаны, см. том ИЛО4.
5. Крепление хомута опоры 57-КХ-А11 по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку из листа паронита ПЭ 4,0x300x300 по ГОСТ 481-80*.
6. Оформление производственных объектов выполнить в соответствии с фирменным стилем ООО "ННК-Самаранефтегаз"..
7. * - Отметки и размеры уточнить при монтаже.

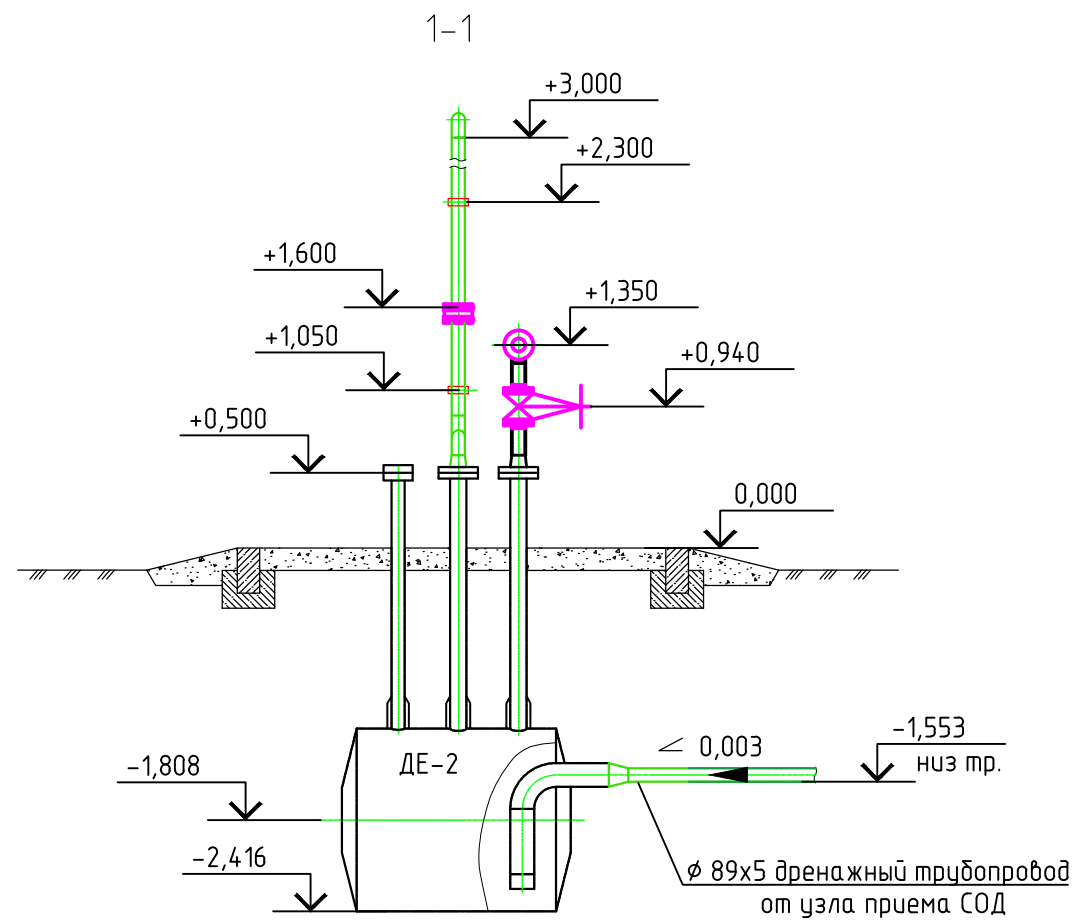
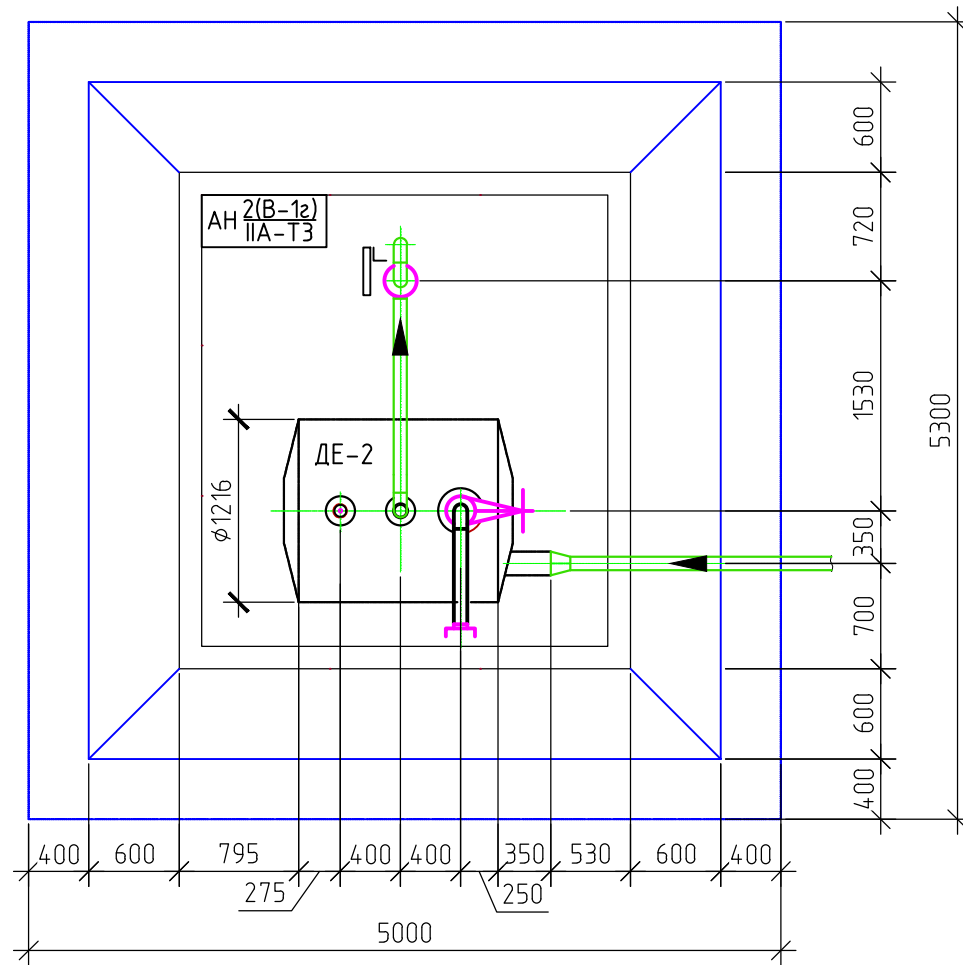
Согласовано	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №подл.	

ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-009					
"Сбор нефти и газа со скважин №3, 5, 7 Родинского месторождения"					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Клычкова			<i>[Signature]</i>	03.23
Проверил	Юркин			<i>[Signature]</i>	03.23
Нач. отд.	Юркин			<i>[Signature]</i>	03.23
Н. контр.	Шешунова			<i>[Signature]</i>	03.23
ГИП	Драгина			<i>[Signature]</i>	03.23
Площадка дренажной емкости ДЕ-1					Стадия
					Лист
					Листов
					П
					9
					000 "СВЗК"

1:50



План площадки ДЕ-2



1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки соответствующая абсолютной отметке см. 248,75.
2. План расположения площадки см. лист Э.
3. Основание площадки показано условно, см. ИЛО4.
4. Опорные конструкции под технологические опоры и дождеприемник не показаны, см. ИЛО4.
5. Крепление хомута опоры 57-КХ-А11 по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку из листа паронита ПЭ 4,0x300x300 по ГОСТ 481-80*.
6. Оформление производственных объектов выполнить в соответствии с фирменным стилем ООО "ННК-Самаранефтегаз" ..
7. * - Отметки и размеры уточнить при монтаже.

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

1:50

						ПИР0001.001-ИЛО5-07-01-Ч-010			
						"Сбор нефти и газа со скважин №3, 5, 7 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, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Клычкова			<i>[Signature]</i>	03.23		П	10	
Проверил	Юркин			<i>[Signature]</i>	03.23				
Нач. отд.	Юркин			<i>[Signature]</i>	03.23				
Н. контр.	Шешунова			<i>[Signature]</i>	03.23	Площадка дренажной емкости ДЕ-2	ООО "СВЗК"		
ГИП	Драгина			<i>[Signature]</i>	03.23				