



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«Средневожская землеустроительная компания»**

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

**Заказчик – ООО «ННК-Оренбургнефтегаз»**

**Сбор нефти и газа со скважины № 1  
Новолекаревского месторождения  
Залесского участка недр**

**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"

**022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01**

Том 4.5.7.1



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«Средневолжская землеустроительная компания»**

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

**Заказчик – ООО «ННК-Оренбургнефтегаз»**

**Сбор нефти и газа со скважины № 1  
Новолекаревского месторождения  
Залесского участка недр**

**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"

**022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01**

Том 4.5.7.1

Заместитель Генерального Директора

К.С. Кузнецов

Главный инженер проекта

С.Л. Понасенко




**2023**

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

Обозначение	Наименование	Примечание
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-С	Содержание тома 4.5.7.1	
022.1-П-185.000.000-СП	Состав проектной документации	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ	Текстовая часть	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-001	Схема технологическая принципиальная	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-002	Ситуационный план	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-003	План размещения технологического оборудования и трубопроводов по площадке скважины № 1	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-004	Площадка приустьевая	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-005	Узел запорной арматуры	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-006	Площадка камеры пуска СОД	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-007	Площадка камеры приема СОД	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-008	Площадка СУДР. Разрез	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-009	Площадка дренажной емкости ДЕ-1 и ДЕ-3	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-010	Площадка дренажной емкости ДЕ-2	
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-011	Площадка АГЗУ-101	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-С						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			
								Содержание тома 4.5.7.1	П	1	
Разраб.	Бородецкая				04.23						
Проверил	Юркин				04.23						
Н. контр.	Шешунова				04.23						
ГИП	Понасенко				04.23	ООО «СВЗК»					

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка» 022.1-П-185.000.000-ПЗ-01.

Инв. № подл.	Подп. и дата					022.1-П-185.000.000-СП	Стадия	Лист	Листов
	Взам. инв. №								
Инв. № подл.	Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Состав проектной документации	П	1
	Разраб.		Понасенко		04.23				
	Н. контр.		Юркин		04.23				
	ГИП		Понасенко		04.23				
							ООО «СВЗК»		

## Содержание

Содержание .....	1
1 Исходные данные .....	4
2 Существующее положение .....	5
3 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоемкости изготовления продукции .....	7
3.1 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом .....	7
3.2 Требования к организации производства .....	8
4 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд .....	10
4.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов .....	10
5 Описание источников поступления сырья и материалов .....	11
6 Описание требований к параметрам и качественным характеристиками продукции .....	12
7 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования .....	13
7.1 Обустройство устья скважины .....	15
7.2 Площадка измерительной установки АГЗУ-101 .....	16
7.3 Площадки узлов пуска и приема ОУ .....	17
7.4 Дренажные емкости .....	18
7.5 Площадка узла подключения .....	19
7.6 Технологические трубопроводы .....	20
7.6.1 Строительство и монтаж технологического трубопроводов .....	21
7.6.2 Защита от коррозии .....	22
8 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов .....	24
9 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах .....	25
10 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности .....	27
10.1 Количество и численность работающих .....	27
10.2 Организация и оснащение рабочих мест .....	27
10.3 Обслуживание рабочих мест .....	27
10.4 Режим труда и отдыха .....	28
11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального строительства .....	30
11.1 Воздействие шума на персонал .....	31
11.2 Биологический фактор воздействия на персонал .....	31
11.3 Воздействие аэрозолей ПДФ на персонал .....	31
11.4 Воздействие микроклимата на персонал .....	31
11.5 Воздействие инфразвука на персонал .....	31

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			
			Разраб.	Бородецкая		04.23	Текстовая часть	ООО «СВЗК»			
			Проверил	Юркин		04.23					
			Н. контр.	Шешунова		04.23					
			ГИП	Понасенко		04.23					

11.6 Воздействие ультразвука на персонал .....32

11.7 Воздействие общей вибрации на персонал.....32

11.8 Воздействие локальной вибрации на персонал .....32

11.9 Воздействие неионизирующего излучения на персонал.....32

11.10 Воздействие ионизирующего излучения на персонал.....32

11.11 Воздействие фактора освещенности на персонал .....32

**12 Перечень мероприятий, направленных на предупреждение вредного воздействия факторов производственной среды и трудового процесса на состояние здоровья работника .....33**

**13 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе ..34**

**14 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....35**

**15 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду .....36**

**16 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов .....37**

16.1 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование .....37

16.2 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 .....38

**17 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов.....39**

**18 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.....40**

**19 Описание проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов и перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду.....41**

**20 Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности» .....43**

**21 Приложения .....44**

Приложение А Таможенный союз. Сертификат соответствия задвижек клиновых требованиям технического регламента «О безопасности машин и оборудования» .....44

Приложение Б Евразийский экономический союз. Сертификат соответствия сосудов 3 и 4 категории, работающих под избыточным давлением до 25,0 МПа, вместимостью от 0,01 до 200 м<sup>3</sup>, требованиям технического регламента «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» .....45

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ	Лист
							2

Приложение В .....46  
 Сертификат соответствия комплекта оборудования коррозионного мониторинга требованиям  
 технического регламента таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» .....46  
**Таблица регистрации изменений .....47**

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

# 1 Исходные данные

Настоящий раздел разработан на основании:

- задания на проектирование объекта «Сбор нефти и газа со скважины № 1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр» (см. 022.1-П-185.000.000-ПЗ-01);
- технического отчета по инженерным изысканиям, выполненного ООО «СВЗК» в 2022 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»;
- [ГОСТ Р 58367-2019](#) «Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование»;
- [ГОСТ 32388-2013](#) «Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия»;
- [ВСН 006-89](#) «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
- [ГОСТ 32569-2013](#) «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах»;
- [ГОСТ Р 55990-2014](#) «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- [ПУЭ](#), издание 7 «[Правила устройства электроустановок](#)»;
- [РД 39-0148311-605-86](#) «Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов»;
- [СП 284.1325800.2016](#) «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- [СП 18.13330.2019](#) «Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий) СНиП II-89-80\*»;
- [СП 12.13130.2009](#) «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- [СНиП 3.05.05-84](#) «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- Федеральных норм и правил 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»;
- [СП 132.13330.2011](#) «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ			



## 2 Существующее положение

В административном отношении проектируемый объект расположен в Оренбургской области, Асекеевского района.

*Площадные объекты:* (масштаб съемки 1:500 с сечением рельефа 0,5 м)

- Площадка скв. №1 Новолекаревского месторождения
- Площадка АГЗУ-101.
- Площадка АГЗУ-8.

*Линейные объекты:* (масштаб съемки 1:2000 с сечением рельефа 1,0 м)

- Выкидная линия от проектируемой от скважины №1 до АГЗУ-101 Новолекаревского месторождения
- Нефтегазосборный коллектор от АГЗУ-101 Новолекаревского месторождения до места врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8 до места врезки в нефтегазосборный трубопровод АГЗУ-99;
- Трасса ВЛ-6кВ;
- Подъездная дорога к АГЗУ.
- Подъездная дорога к скв.№1.

Работы выполнены в местной системе координат МСК-56 1 зона.

Система высот Балтийская 1977г.

Камеральные работы состояли из обработки материалов полевых работ, составления чертежей и отчета.

Текст отчета составлен в соответствии с требованиями ГОСТ Р 21.301-2021. Содержание технического отчета согласно СП 47.13330.2016, СП 11-104-97, СП 317.1325800.2017.

Работы выполнены с соблюдением обязательных положений и требований федеральных нормативных документов: СП 47.13330.2016, СП 11-104-97.

Обзорная схема района работ приведена на рис. 1.1.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

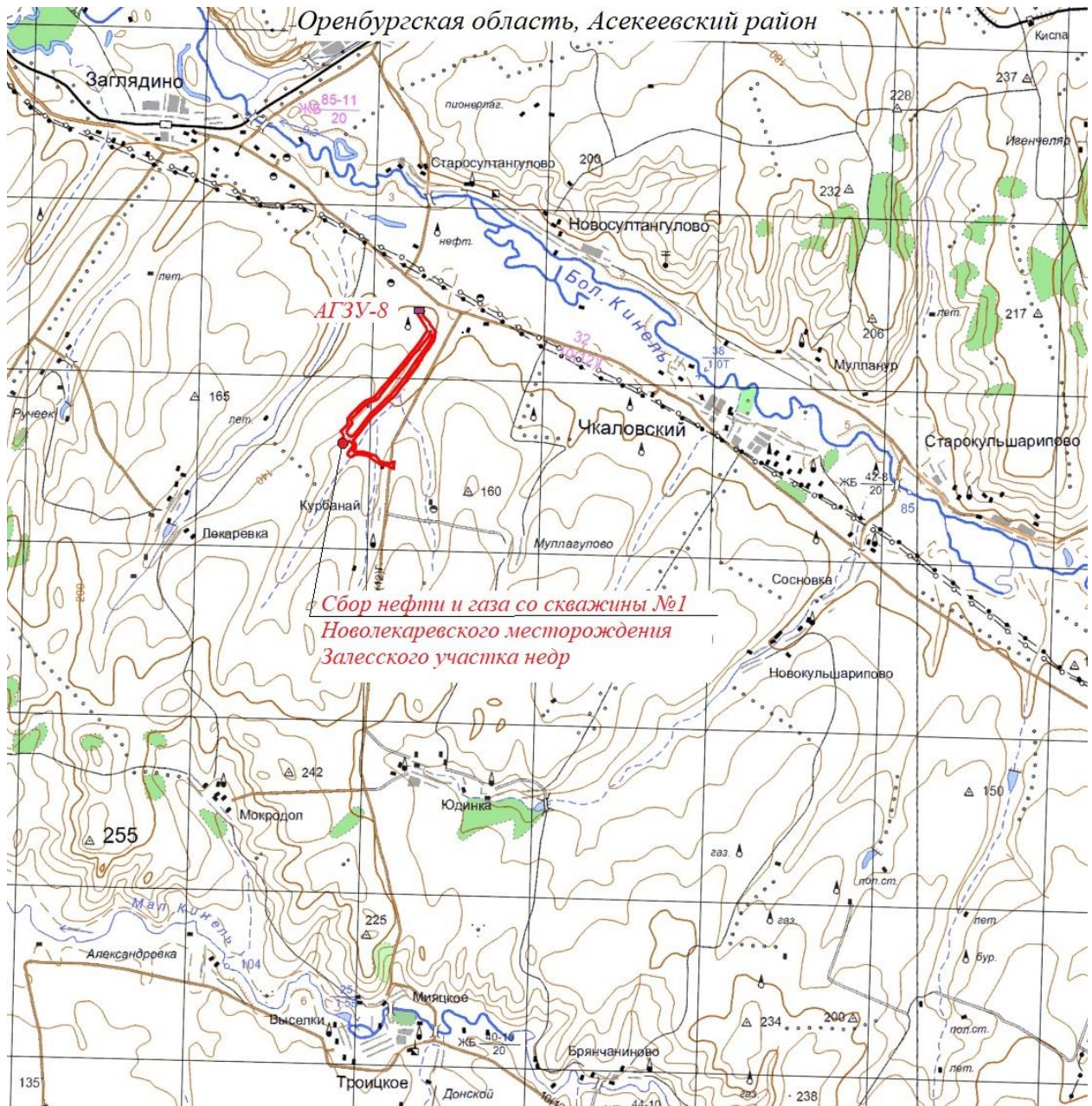


Рисунок 2.1 – Обзорная схема района работ

● - район выполнения инженерных изысканий.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

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

#### 3.1 Характеристика принятой технологической схемы производства в целом

В соответствии с заданием на проектирование (см. 022.1-П-185.000.000-ПЗ-01) настоящей проектной документацией предусматривается сбор и транспорт продукции скважины №1 Новолекаревского месторождения.

Выбор трасс и размещение проектируемых объектов произведен на основе результатов количественного анализа риска аварий (см. 022.1-П-185.000.000-ПРБ-01) с учетом природно-климатических особенностей территории, минимизации количества подводных переходов, распределения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, наличия близко расположенных производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность проектируемых объектов.

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

Схема технологическая принципиальная сбора нефти и газа приведена на чертеже 022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-001.

Продукция скважины №1 под устьевым давлением, развиваемым погружным электронасосом, по проектируемому выкидному трубопроводу DN 80 поступает на проектируемую замерную установку АГЗУ-101, где осуществляется автоматический замер дебита скважины.

Далее продукция скважины №1 Новолекаревского месторождения поступает в проектируемый нефтегазосборный трубопровод и далее по существующей системе сбора направляется на подготовку.

Для мониторинга коррозии в соответствии с п. 48 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» в точке подключения нефтегазосборного трубопровода от скважины №1 к существующему нефтегазосборному трубопроводу предусматривается узел контроля скорости коррозии.

Контроль коррозионного состояния оборудования и трубопровода осуществляется узлом контроля коррозии с помощью образцов свидетелей, устанавливаемым на подходе к врезке проектируемого трубопровода к существующему. Определение скорости коррозии оборудования и трубопроводов проводится с периодичностью раз в 10 месяцев. По результатам проведения определения скорости коррозии составляется протокол. Проектом предусмотрено устройство контроля коррозии системы «Сонар». Сертификат соответствия представлен в приложении (см. Приложение А).

Контроль коррозионного состояния оборудования и трубопровода предусмотрен в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером ООО «ННК-Оренбургнефтегаз». Помимо визуального осмотра предусмотрена ультразвуковая толщинометрия силами лаборатории техники, технологии добычи, транспортировки нефти и защиты от коррозии ООО «ННК-Оренбургнефтегаз», аттестованной на проведение неразрушающих видов контроля.

Устройство для контроля за коррозией предусматривается на номинальное давление среды в трубопроводе 4,0 МПа, класса герметичности А по [ГОСТ 9544-2015](#), на температуру окружающего воздуха от -60 до +50 °С, на температуру рабочей среды трубопровода не более +200 °С.

Комплект оборудования коррозионного мониторинга «АкКорД+» состоит из:

- устройство ввода РАСТ.298070.000 из ст. 09Г2С;
- ручка съёмная РАСТ.301314.011;
- зонд ОСК РАСТ.040000.402-10-040;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

7



полного использования всех ресурсов предприятия, всестороннего развития личности в процессе труда. Организация производства – это вид деятельности, осуществляемый на всех уровнях иерархии управления – в отрасли в регионе, на предприятии.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

## 4 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 [022.1-П-185.000.000-ИЛО5-01](#) (Том 4.5.1 – Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта». Подраздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений». Часть 1 «Система электроснабжения»).

Потребность в воде, паре, жидкостях глушения и реагентах определяется техническим регламентом на проведение соответствующих работ в ООО «ННК-Оренбургнефтегаз».

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 [022.1-П-185.000.000-ПОС-01](#) (Том 5 - Раздел 5 "Проект организации строительства").

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

Топливо для технологических нужд не требуется.

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

Приборы учёта устанавливаются по стороне напряжения 0,4 кВ в РУНН 0,4 кВ проектируемой КТП-К(ВК)-250/6/0,4кВ на площадке скважины №1 Новолекаревского 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 см. [022.1-П-185.000.000-ИЛО5-01](#).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 5 Описание источников поступления сырья и материалов

В систему сбора и транспорта продукции скважин Новолекаревского месторождения поступает продукция скважины № 1 Новолекаревского месторождения ООО «ННК-Оренбургнефтегаз».

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

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

Источником пара является передвижная парогенераторная установка (ППУ).

Электроснабжение потребителей электроэнергии площадки скважины № 1 Новолекаревского месторождения осуществляется от проектируемой КТП ([022.1-П-185.000.000-ИЛО5-01](#), Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений". Часть 1 "Система электроснабжения").

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ						11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 6 Описание требований к параметрам и качественным характеристиками продукции

В соответствии с заданием на проектирование (022.1-П-185.000.000-ПЗ-01), добыча нефти скважиной № 1 предполагается с пласта Б2 Новолекаревского месторождения.

Нефть пласта Б2 характеризуется как сернистая, смолистая, парафинистая.

Дебит скважины (проектная мощность проектируемого трубопровода), принят в соответствии с заданием на проектирование (см. 022.1-П-185.000.000-ПЗ-01), приведен в таблице 6.1.

**Таблица 6.1 – Дебиты скважин по нефти и жидкости, принятые в соответствии с заданием на проектирование**

Наименование показателя	Количество
Максимальный дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	61,5
Максимальный дебит нефти, т/сут	51,4
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	96/73

Физико-химические свойства по пласту Б2 представлены в таблице 6.2.

**Таблица 6.2 – Физико-химические свойства нефти пласта Б2**

Наименование характеристики	Значение
Плотность нефти	0,887
Плотность жидкости	-
Вязкость при 20°С, мПа*с	36,37
Содержание сероводорода, %	1,44
Температура застывания нефти, гр С.	-31
Массовое содержание, % :	
Серы	2,81
Смол силикагелевых	4,90
Асфальтенов	1,60
Парафинов	5,30

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

12



## 7 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Технология транспорта продукции скважины разработана на основании задания на проектирование (022.1-П-185.000.000-ПЗ-01).

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

Выбор и размещение оборудования на площадке выполнены с учетом требований промышленной безопасности, климатических условий района строительства и эксплуатационных характеристик оборудования, а также с учетом возможности его нормальной эксплуатации, осмотра и ремонта с учетом ресурса и срока эксплуатации, порядка технического обслуживания, ремонта и диагностирования.

В соответствии с заданием на проектирование по объекту «Сбор нефти и газа со скважины № 1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр» проектными решениями предусматривается:

- обустройство устья добывающей скважины № 1;
- строительство автоматизированной групповой замерной установки со сбросом дренажа в проектируемую дренажную емкость ДЕ-1;
- прокладка выкидного трубопровода DN 80 от скважины № 1 до проектируемой АГЗУ-101;
- прокладка нефтегазосборного трубопровода DN 150 от АГЗУ-101 до врезки в существующий нефтегазосборный трубопровод;
- строительство камер запуска и приема очистных устройств (ОУ) со сбросом дренажа в проектируемые дренажные емкости ДЕ-2, 3;
- установка средства контроля за коррозией.

Степень огнестойкости блок-боксов предусмотренного проектом оборудования в соответствии с требованиями Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» - IV.

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, дренажные емкости, узлы пуска-приема ОУ, узел подключения, измерительная установка.

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;
- до 3 м по горизонтали и вертикали от закрытого технологического аппарата, содержащего горючие газы или ЛВЖ для узлов запуска и приема ОУ, узла подключения;
- до 5 м для воздушников дренажных емкостей.

Для здания АГЗУ взрывоопасная зона класса В-1г считается в пределах до 5 м по горизонтали и вертикали от расположенных на конструкции блока устройств для выброса воздуха из систем вытяжной вентиляции помещений с взрывоопасными зонами любого класса, до 0,5 м по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений со взрывоопасными зонами классов В-I, В-Ia, В-II.

Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений указаны в таблице 7.1.

**Таблица 7.1 – Класс, категория, группа по взрывопожарной и пожарной опасности для технологических сооружений**

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ		Лист
											13

Наименование здания, сооружения	Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывопожароопасных смесей	Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЗ (ГОСТ 30852.11-2002, ГОСТ 30852.5-2002), основание ФЗ-123 ст.19	Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны по (ПУЗ) ГОСТ 30852.9-2002	Условия работы обслуживающего персонала	Категория пожарной и взрывопожарной опасности по СП 12.13130-2009
Приустьевая площадка нефтяной скважины	Нефть, попутный газ	IIA-T3	2 (B-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка установки измерительной АГЗУ-101	Нефть, попутный газ	IIA-T3	B-1a	В помещении	A
Площадка узла пуска	Нефть, попутный газ	IIA-T3	2 (B-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка узла приема	Нефть, попутный газ	IIA-T3	2 (B-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка дренажной емкости ДЕ-1	Нефть, попутный газ	IIA-T3	2 (B-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка дренажной емкости ДЕ-2	Нефть, попутный газ	IIA-T3	2 (B-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка дренажной емкости ДЕ-3	Нефть, попутный газ	IIA-T3	2 (B-1г)	на открытом воздухе	АН
Площадка узла подключения	Нефть, попутный газ	IIA-T3	2 (B-1г)	на открытом воздухе	АН

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

- для дренажных емкостей – не менее 20 лет;
- для автоматизированной групповой замерной установки - не менее 20 лет;
- для камер запуска и приема ОУ – не менее 20 лет;
- 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 7.2.

**Таблица 7.2 – Классификация по ОКОФ**

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

14

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	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
Узлы 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 7.1.

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» - повышенный.

## 7.1 Обустройство устья скважины

Данной проектной документацией предусматривается обустройство устья скважины №1 Новолекаревского месторождения.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ	Лист
							15

План расположения трубопровода и площадки на скважине №1 Новолекаревского месторождения приведен на чертеже 022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-003.

Трубопроводная обвязка устья скважины №1 Новолекаревского месторождения показана на чертеже 022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-004.

Проектируемая скважина №1 Новолекаревского месторождения оборудуются электроприводным центробежным насосом ЭЦН-160-3100, двигатель ПЭД-140.

Обустройство устьев скважин проектируется в соответствии с требованиями [ГОСТ Р 58367-2019](#), [ГОСТ 32569-2013](#).

На территории устья скважины предусматриваются:

- выкидной трубопровод от №1 Новолекаревского месторождения;
- приустьевая площадка нефтяной скважины;
- площадка под ремонтный агрегат;
- площадка под передвижные мостки;
- емкость производственно-дождевых стоков КЕ-1;
- якоря оттяжек (4 шт.);
- площадка КТП;
- Молниеотвод;
- Станция управления;
- Площадка аппаратурного блока;
- Площадка СУДР.

Территория устьев скважин обваловывается земляным валом с целью предупреждения разлива нефти в случае аварии.

Проектируемая скважина оборудована арматурой АФКЭ2-65\*21 К2 ХЛ с Л-65.

На выкидном трубопроводе в обвязке устья скважины предусматривается установка запорной арматуры из стали низколегированной повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

Срок службы запорной арматуры – 20 лет.

Арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами, прокладками и крепёжными изделиями.

Сертификат соответствия арматуры промышленной трубопроводной требованиям технического регламента таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» см. Приложение Б.

Рабочее (нормативное) давление выкидного трубопровода принято равным 4,0 МПа.

Характеристика выкидного трубопровода (группа, категория трубопровода, диаметр и толщина труб), расчет на прочность и устойчивость, способ прокладки, величина давления испытания на прочность и герметичность, процент контроля сварных соединений физическими методами приведены в п. 3.8.

В соответствии с техническими требованиями на выполнение проектных работ (022.1-П-185.000.000-ПЗ-01) на горизонтальном участке выкидного трубопровода предусматривается установка пробоотборника ручного для оперативного отбора проб перекачиваемой жидкости ППЖР-01 в климатическом исполнении УХЛ категории 1.

Пробоотборное устройство предназначено для оперативного отбора пробы промысловой жидкости с целью её анализа в лабораторных условиях.

## 7.2 Площадка измерительной установки АГЗУ-101

Для замера дебита скважины № 1 предусматривается измерительная установка типа АГЗУ-40-8-400.

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;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

16

- 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».

Характеристики измерительной установки приведены в таблице 7.3.

**Таблица 7.3 - Характеристики измерительной установки**

Наименование показателя	Значение
Максимальная производительность по жидкости, м <sup>3</sup> /сут	400
Количество подключений	8
Расчетное давление, МПа	4,0
Температура рабочей среды, °С	Плюс 10 – плюс 50
Климатическое исполнение	У1
Рабочая среда	Нефть, газ, пластовая вода

Дренаж АГЗУ-101 предусматривается в емкость подземную горизонтальную дренажную ДЕ-1 объемом 8,0 м<sup>3</sup>.

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-101 продукция скважины № 1 по проектируемому трубопроводу DN 150 поступает в существующую систему сбора.

### 7.3 Площадки узлов пуска и приема ОУ

Для очистки проектируемого выкидного трубопровода от скважины № 1 от грязепарафиноотложений (АСПО) предусматривается установка:

- узла запуска ОУ в районе проектируемой АГЗУ-101;
- узла приема ОУ в районе точки врезки в существующий напорный трубопровод от существующей АГЗУ-8.

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 м<sup>3</sup> для сбора дренажа с проектной камеры запуска очистных устройств;
- емкость дренажная ДЕ-3 объемом 8,0 м<sup>3</sup> для сбора дренажа с проектной камеры приема очистных устройств;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

•

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 щебеночным покрытием.

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

Основные характеристики камер запуска и приема ОУ приведены в таблице 7.4.

**Таблица 7.4 – 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 -камера пуска очистных устройств -камера приема очистных устройств	Правое Правое
Тип быстроразъемного концевого затвора камер	Резьбовой
Сейсмичность района размещения	С0 (не сейсмостойкое)

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

## 7.4 Дренажные емкости

Для дренажа АГЗУ-1 предусматривается емкость подземная дренажная ДЕ-1 типа ЕП 8,0-1700-1-У1.

Для дренажа узла запуска ОУ предусматривается емкость подземная дренажная ДЕ-2 типа ЕП 8,0-1700-1-У1, для дренажа узла приема ОУ - емкость подземная дренажная ДЕ-3 типа ЕП 1,5-1700-1-У1.

Емкость дренажная ДЕ-1, 3 представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат объемом 8,0 м<sup>3</sup>, работающий под избыточным давлением не более 0,07 МПа. Внутренний диаметр емкости дренажной 2000 мм, вылет горловины 1700 мм. Климатическое исполнение – У1 по ГОСТ 15150-69.

Емкость дренажная ДЕ-2 представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат объемом 1,5 м<sup>3</sup>, работающий под избыточным давлением не более 0,07 МПа. Внутренний диаметр емкости дренажной 1200 мм, вылет горловины 1700 мм. Климатическое исполнение – У1 по ГОСТ 15150-69.

Дренажные емкости ДЕ-1, ДЕ-2, ДЕ-3 оборудуются воздушниками с огнепреградителями DN 80. Откачка из емкостей производится передвижной спецтехникой. На трубопроводах откачки жидкости предусматривается установка запорной арматуры (задвижка клиновья с ручным

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

18

приводом) из стали низколегированной повышенной коррозионной стойкости, герметичность затвора класса А.

Дренажные емкости должны соответствовать требованиям ПБ 03-584-03 «Правила проектирования, изготовления и приемки сосудов и аппаратов стальных сварных» и ГОСТ Р 34347-2017 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия».

Основные характеристики дренажных емкостей ДЕ-1, ДЕ-2, ДЕ-3 приведены в таблице 7.5.

**Таблица 7.5 – Основные характеристики дренажных емкостей ДЕ-1, ДЕ-2, ДЕ-3**

Наименование показателя	Значение или определяющий показатель	
	Условное обозначение, согласно технологической схеме	ДЕ-1, ДЕ-3
Рабочая среда	Нефтепродукты, асфальтосмолопарафиновые отложения	
Установка	Подземная	
Климатическое исполнение	У	
Номинальный объем, м <sup>3</sup> : ДЕ	8,0	1,5
Внутреннее избыточное давление в ДЕ, МПа (кгс/м <sup>2</sup> )	Не более 0,07 (0,7)	
Рабочее относительное разрежение в газовом пространстве, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,001 (0,01)	
Минимально допустимая температура стенки, °С	Минус 45	
Прибавка для компенсации коррозии (эрозии), мм/год	3	
Насосный агрегат	Не требуется	
Группа сосудов согласно ГОСТ Р 52630	1	
Класс взрывоопасной зоны согласно Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	2	
Классификация технологических сред по пожаровзрывоопасности согласно Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»	Пожаровзрывоопасная	

## 7.5 Площадка узла подключения

Подключение проектируемого нефтегазосборного трубопровода от АГЗУ-101 предусматривается к существующему напорному трубопроводу от существующей АГЗУ-8. На подключаемом трубопроводе предусматривается установка узла подключения. Узел подключения представлен в виде обратного клапана и запорной арматуры (задвижка клиновья 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 IIA ТЗ 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/м<sup>3</sup>.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

## 7.6 Технологические трубопроводы

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

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки технологических трубопроводов приведены в таблице 7.6.

**Таблица 7.6 - Исходные данные и результаты расчета толщины стенки трубопроводов**

Наименование параметра	Значение параметра		
	Выкидной трубопровод на площадке скв. 1	Реагентопровод	Дренаж от АГЗУ-101 и узлов запуска приема ОУ
Назначение трубопровода	Выкидной трубопровод на площадке скв. 1	Реагентопровод	Дренаж от АГЗУ-101 и узлов запуска приема ОУ
Нормативный документ, в соответствии с которым выполнен расчет	ГОСТ 32388-2013	ГОСТ 32388-2013	ГОСТ 32388-2013
Диаметр $D$ , мм	89	25	57
ГОСТ или ТУ на трубы	ГОСТ 8733-74*, ГОСТ 8734-75*	ГОСТ 8733-74*, ГОСТ 8734-75*	ГОСТ 8733-74*, ГОСТ 8734-75*
Марка стали или класс прочности	КП360	КП245	КП245
Временное сопротивление $R_b$ , МПа	460	415	415
Условный предел текучести $R_y$ , МПа	360	245	245
Рабочее давление $P$ , МПа	4,0	6,3	0,1
Давление испытания на прочность, МПа	5,72	9,01	0,2
Коэффициент прочности сварных швов $\varphi$	0,8	0,7	0,7
Коэффициент запаса прочности:			
- по времен. сопротивл. $n_b$	2,4	2,4	2,4
- по пределу текучести $n_y$	1,5	1,5	1,5
$R_b / n_b$ , МПа	192	172	172
$R_y / n_y$ , МПа	240	163	163
Расчетная толщина стенки $t_p$ , мм	1,15	0,67	0,05
Прибавка на минусовое отклонение толщины стенки $C_1$ , мм	0,75	0,5	0,63

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

20



Наименование параметра	Значение параметра		
	Прибавка на коррозию и износ $C_2$ , мм	2,00	1,00
Номинальная толщина стенки $t$ , мм	3,90	2,17	2,67
Принятая толщина стенки, мм	6,00	4,00	5,00
Назначенный срок службы трубопровода, лет	20	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/см<sup>2</sup> 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/см<sup>2</sup>, KCV = 20 Дж/см<sup>2</sup> при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

### 7.6.1 Строительство и монтаж технологического трубопроводов

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

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

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

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

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

- на прочность – Рисп = 5,72 МПа;
- на плотность – 4,0 МПа.

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

- на прочность – Рисп = 0,2 МПа;
- на плотность – 0,1 МПа.

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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

Выполнить контроль качества сварных соединений трубопроводов:

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

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

## 7.6.2 Защита от коррозии

Для защиты проектируемых трубопроводов от внутренней коррозии предусматривается:

- применение труб повышенной коррозионной стойкости;
- применение устройства контроля скорости коррозии в соответствии с требованиями п. 48 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», устанавливаемым перед врезкой проектируемого трубопровода к существующему трубопроводу.

Для защиты от почвенной коррозии согласно ГОСТ Р 51164-98 предусматривается:

- строительство трубопроводов из труб, поверхность которых покрыта гидроизоляцией с наружным двухслойным полиэтиленовым защитным покрытием, выполненной в заводских условиях;
- покрытие сварных стыков трубопроводов комплектом изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 2 по ТУ 2293-006-94274904-2007;
- покрытие наружной поверхности деталей трубопроводов, труб для изготовления гнутых отводов комплектом изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 1 по ТУ 2293-006-94274904-2007.

Комплект изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 2:

- Праймер ПРИЗ;
- Лента ПРИМА летняя 90x2,2 мм – 1 слой;
- Муфта ИЗТМ 114x450 мм – 1шт.;

Комплект изоляционных материалов «ПИК» конструкция № 1:

- Праймер ПРИЗ;
- Лента ПРИМА летняя толщиной 2,2 мм шириной 90 мм – 1 слой;
- Лента ТОЗ либо полимерная липкая оберточная лента 90x1,2 мм – 1 слой.

В зоне перехода надземных участков трубопроводов в подземные - надземные участки покрываются гидроизоляцией усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» на высоту 0,3 м.

Перед нанесением гидроизоляции поверхность металла очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, обеспыливается. Степень очистки поверхности металла – «третья» по ГОСТ 9.402-2004. Работы проводятся в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя.

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

Для защиты от атмосферной коррозии наружная поверхность трубопроводов, арматуры и металлоконструкций очищается от продуктов коррозии, обезжиривается, наносится система покрытий общей толщиной 200 мкм в соответствии с СП 28.13330.2012.

Рекомендуемая конструкция покрытия:

- грунтовка ГФ-021 (ГОСТ 25129-82) - 1 слой;
- эмаль ПФ-115 (ГОСТ 6465-76) - 2 слоя.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

22

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

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

Поверхность изоляции покрывается листом алюминиевым по ГОСТ 21631-2019 «Листы из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия».

Покртия должны соответствовать ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», СП 245.1325800.2015 «Защита от коррозии линейных объектов и сооружений в нефтегазовом комплексе. Правила производства и приемки работ».

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

Применяемые средства защиты от возможных видов коррозии обеспечивают безаварийное функционирование ПТ в соответствии с условиями и сроком эксплуатации с п. 76 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности».

Лакокрасочные материалы должны иметь сертификаты качества, пожарный сертификат, гигиенические заключения.

Мероприятий по защите трубопроводов от увеличения температуры транспортируемой жидкости выше допустимой не требуется.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ						23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 8 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. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

## 9 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. №			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

25

- 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
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 10 Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности

### 10.1 Количество и численность работающих

Перечень профессий и квалификационный состав обслуживающего персонала принят в соответствии с [ОК 016-94](#) «Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов».

Расчет численности, необходимой для эксплуатации проектируемых сооружений, определен в соответствии с «Типовыми нормативами численности рабочих нефтегазодобывающих управлений нефтяной промышленности».

Обслуживание проектируемых сооружений и оборудования предусматривается существующим персоналом ООО «ННК-Оренбургнефтегаз», дополнительного персонала не предусматривается.

Постоянного присутствия персонала предприятия для обслуживания технологического оборудования и трубопроводов на площадке скважины №1 Новолекаревского месторождения не требуется.

Проведение профилактических и ремонтных работ технологического оборудования наружных установок осуществляется обслуживающим персоналом, периодически выезжающим на установки на специализированном транспорте, в котором имеются места для обогрева рабочих, смены одежды, охлаждения, сушки одежды и обуви и т.д.

Ремонтные работы и уборка прилегающей территории и служебных помещений на месторождении предусматривается производить сервисным методом с привлечением сторонних специализированных фирм.

Продолжительность рабочей недели у работников не должна превышать 40 часов. Число рабочих дней в году у каждого работника не должно превышать 250.

### 10.2 Организация и оснащение рабочих мест

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.

Оснащение рабочих мест обеспечивает:

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

### 10.3 Обслуживание рабочих мест

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.

Обслуживание промысловых нефтепроводов от скважины №1 Новолекаревского месторождения производится персоналом из штата ООО «ННК-Оренбургнефтегаз». Обслуживание трубопроводов производится бригадой цеха по эксплуатации и ремонту трубопроводов ООО «ННК-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ	Лист
							27

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

Оборудование рабочих мест, условия производственной деятельности, организация безопасной работы оборудования производится в соответствии с требованиями [ГОСТ 12.3.002-2014](#), [ГОСТ 12.2.061-81](#), «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту».

Согласно статье 25 Федерального закона «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», работодатель обязан обеспечить безопасные для персонала условия труда и выполнение требований санитарных правил к организации рабочих мест, средствам защиты работников, режиму труда, отдыха и бытовому обслуживанию работников в целях предупреждения травм и профессиональных заболеваний.

## 10.4 Режим труда и отдыха

Нефть, добываемая на месторождении, по степени токсического воздействия на организм человека, в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88, относится к III классу опасности и является умеренно опасным веществом по ГОСТ 12.1.007-76.

В соответствии со статьей № 110 «[Трудового кодекса РФ](#)» непрерывный еженедельный отдых составляет не менее 42 часов.

Согласно статье № 154 «[Трудового кодекса РФ](#)» каждый час работы в ночное время оплачивается в повышенном размере по сравнению с работой в нормальных условиях, но не ниже размеров, установленных законами и иными нормативными правовыми актами.

В соответствии со «Списком производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право на дополнительный отпуск и сокращенный рабочий день», работникам промысла к ежегодному отпуску 28 календарных дней (в соответствии с главой 19 «[Трудового кодекса Российской Федерации](#)»), операторам по добыче нефти и газа должен предоставляться дополнительный отпуск в размере шести рабочих дней (п. 14 б раздел IX); трубопроводчикам линейным - шести рабочих дней (п.107 раздел IX).

Согласно списку № 2 производств, работ, профессий, должностей и показателей с вредными и тяжелыми условиями труда, занятость в которых дает право на пенсию по возрасту (по старости) на льготных условиях и льготы на пенсионное обеспечение будут иметь операторы по добыче нефти и газа (п. 2130200 а – 15824 раздел XII), трубопроводчики линейные (п. 2130200 а - 19238 раздел XII).

На основании Приказа № 302Н от 12.04.2011 «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и порядка проведения обязательных и периодических осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах с вредными и (или) опасными условиями труда», все работники промысла обязаны проходить периодические медосмотры один раз в два года, кроме того, работники, работа которых связана с повышенной опасностью, должны проходить психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет, а также все работники при поступлении на работу в обязательном порядке проходят предварительный медицинский осмотр.

На основании Постановления Министерства труда и социального развития РФ от 17.12.2010 № 11221Н «Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и обезвреживающих средств, порядка и условий их выдачи» работникам промысла один раз в месяц бесплатно выдается:

- мыло – 300 г (мыло туалетное или 500 мл. жидкое);
- защитный крем для рук гидрофильного действия – 100 мл;
- очищающая паста для рук – 200 мл.

Рациональное чередование работы с перерывами на отдых способствует оптимальной напряженности трудовой деятельности. Рациональные режимы труда и отдыха устанавливаются с учетом сменности и длительности рабочих смен, перерывов на обед и с учетом специфики нефтедобывающей отрасли. Время предоставления перерыва и его конкретная продолжительность устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка промысла по соглашению между

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

						022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		28



работодателем и работниками в соответствии с главой 18 статьи 108 [«Трудового кодекса Российской Федерации»](#).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

## 11 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов капитального строительства

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

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

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

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

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

Проектной документацией предусмотрены ограждения, закрывающие доступ со всех сторон к потенциально опасным местам объектов системы сбора продукции.

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

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

Для обеспечения безопасной эксплуатации системы сбора и транспорта продукции скважины 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 системы сбора продукции скважины 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 устья скважины, в блоке дозирования реагента, замерной установке;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов системы 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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

30

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

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.

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

## 11.1 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 11.1.

**Таблица 11.1 - 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.

## 11.2 Биологический фактор воздействия на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

## 11.3 Воздействие аэрозолей ПДФ на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

## 11.4 Воздействие микроклимата на персонал

В проекте отсутствуют помещения с поддержанием микроклимата.

## 11.5 Воздействие инфразвука на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

## 11.6 Воздействие ультразвука на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

## 11.7 Воздействие общей вибрации на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

## 11.8 Воздействие локальной вибрации на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

## 11.9 Воздействие неионизирующего излучения на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

## 11.10 Воздействие ионизирующего излучения на персонал

На рабочих местах указанный фактор отсутствует.

## 11.11 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

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

32

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

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

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

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

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

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

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

Медицинское обслуживание работающих предусмотрено по месту жительства.

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

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

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

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

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

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

### 13 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

На площадке скважины технические средства автоматизации обеспечивают:

- местное измерение температуры в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- телеизмерение температуры в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- телеизмерение и телесигнализацию верхнего уровня в канализационных емкостях КЕ-1;
- местное измерение давления нефти до и после дискретного штуцера на устье нефтяной скважины;
- телеизмерение давления нефти до и после дискретного штуцера на устье нефтяной скважины;
- местное измерение затрубного давления нефти;
- телеизмерение затрубного давления нефти
- телесигнализацию повышения и понижения линейного давления нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- автоматическое отключение/включение станции управления ШГН при повышении и понижении линейного давления в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- передачу данных о параметрах работы станции управления ШГН по интерфейсу RS-485 (дистанционное чтение и изменение уставок, дистанционный запуск и останов скважины);
- передача данных от расходомера-счетчика массового поз FGT-1 по интерфейсу RS-485 (массовый расход, объёмный расход, скорость потока, плотность, суммарная масса или суммарный объём, температура измеряемого продукта и диагностические данные)
- передачу данных от БДР по интерфейсу RS-485;
- контроль состояния воздушной среды (ДВК).

Подробное описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе на данном объекте, приведено в томе 4.5.7.3 (022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-02 «Автоматизация комплексная»).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ			

## 14 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при регламентированном режиме работы проектируемого объекта «Сбор нефти и газа со скважины № 1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр» представлены в томе 7.1 «Мероприятия по охране окружающей среды» (022.1-П-185.000.000-ООС-01).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									35
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ			

## 15 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" (022.1-П-185.000.000-ООС-01).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ



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

Объемы и характеристика отходов, образующихся в период строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, приведены в томе 7.1 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (022.1-П-185.000.000-ООС-01).

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

Вывоз нефтезагрязненных грунтов, образующихся на период эксплуатации от возможных порывов, предусмотрено вывозить специализированным транспортом на площадку для хранения и переработки замазученных грунтов.

### 16.1 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование

Для минимизации риска отклонения в работе конструкций и инженерных систем объекта капитального строительства и, как следствие, нарушения требований безопасности или необходимых для работы условий на объекте осуществляется ряд мероприятий:

Перед началом работ должны быть проверены наличие и исправность приборов, инструментов, защитных средств, предохранительных приспособлений и др.

Необходимо периодически производить осмотр и проверку производственного оборудования и своевременный его ремонт, согласно графику ППР. Каждое действующее оборудование, аппарат, насос и т.п. должны быть оснащены полным комплектом соответствующих приспособлений, предусмотренных паспортом на сооружение и оборудование.

Приборы контроля и автоматики могут применяться лишь те, которые имеют сертификат соответствия промышленной безопасности. Их поверка должна осуществляться в соответствии с приказом от 31 июля 2020 года № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»..

Приборы все время должны находиться в состоянии, гарантирующем безопасную и правильную работу.

Система технического обслуживания, содержания и ремонта должна обеспечивать контроль за техническим состоянием сооружений путем проведения технических осмотров, профилактическое обслуживание, наладку, регулирование и текущий ремонт инженерных систем и сооружений, а также текущий ремонт строительных конструкций сооружений в объемах и с периодичностью, обеспечивающих их исправное состояние и эффективную эксплуатацию.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87 в данном разделе содержится информация о мероприятиях по обеспечению требований энергетической эффективности проектируемых объектов энергетики.

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

## 16.2 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

Предполагаемые к применению оборудование, изделия и материалов выбраны исходя из условий соответствия необходимым техническим требованиям, требований энергетической эффективности СП 50.13330.2012 и максимальной экономической целесообразности.

Основным показателем нерационального расхода энергетических ресурсов является общий коэффициент эффективности. Исходя из общего коэффициента эффективности (ОЭЭ), который стремится к 100 % показателю.

Общая эффективность оборудования – интегрированный показатель, оценивается по трем критериям: доступность (Availability, A), производительность (Performance, P), качество (Quality, Q).

Доступность. Этот критерий позволяет определить масштабы внеплановых остановок: поломки и отказы оборудования, остановки из-за дефицита сырья или отсутствия места на складе. Он характеризует время, в течение которого оборудование было доступно для использования, в сравнении с плановым временем работы.

Производительность. Этот критерий отражает влияние на эффективность снижения скорости работы оборудования, например, за счет износа машин, использования некачественных материалов, неэффективных действий оператора.

Качество. Этот показатель позволяет проанализировать размеры потерь из-за отклонения от принятых стандартов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ						38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 17 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;
- выбор погружных электродвигателей с повышенным напряжением питания.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 18 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
									40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ			

## 19 Описание проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов и перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

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

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

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

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

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

Основными причинами, способными привести к аварийной ситуации, являются:

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

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

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасное ведение технологического процесса, являются:

- строгое выдерживание параметров технологического режима по давлению, температуре, уровню согласно требований регламента и инструкций, не допуская бесконтрольного ведения технологического процесса;
- содержание в рабочем состоянии контрольно-измерительных приборов, сигнализации, системы блокировок, предохранительных устройств, запорных приспособлений;
- ведение технологических операций только на исправном оборудовании при наличии ограждения на вращающихся частях механизмов;
- принятие предупредительных мер против искрообразования при механических ударах от разрядов статического электричества;

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

- постоянный контроль за нормальной эксплуатацией предохранительных устройств;
- недопущение выбросов углеводородов в атмосферу (своевременная профилактика оборудования, испытание оборудования на герметичность перед пуском);
- содержание рабочих мест и оборудования в чистоте;
- 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ	Лист
							42

## 20 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. №





Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

# 21 Приложения

## Приложение А

### Таможенный союз. Сертификат соответствия задвижек клиновых требованиям технического регламента «О безопасности машин и оборудования»

<b>ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ</b>	
	<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</b>
№ ЕАЭС RU C-RU.MH10.B.00186/19	
Серия RU № 0131755	
<p><b>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ</b> продукции и услуг "Башкирский центр сертификации и тестирования" Общества с ограниченной ответственностью "АРТГРУПП". Адрес места нахождения: Российская Федерация, 450005, Республика Башкортостан, город Уфа, улица 50-летия Октября, дом 24, офис 309. Регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.10MH10 от 24.06.2015. Телефон +7(347)2460717, адрес электронной почты artgrupp10@gambler.ru.</p> <p><b>ЗАЯВИТЕЛЬ</b> Акционерное общество "Благовещенский арматурный завод". Адрес места нахождения: улица Седова, дом 1, город Благовещенск, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 453430. ОГРН: 1020201699715. Номер телефона +7(34766)2-13-78, адрес электронной почты baz@omk.ru.</p> <p><b>ИЗГОТОВИТЕЛЬ</b> Акционерное общество "Благовещенский арматурный завод". Адрес места нахождения: улица Седова, дом 1, город Благовещенск, Республика Башкортостан, Российская Федерация, 453430.</p> <p><b>ПРОДУКЦИЯ</b> Задвижки клиновые с выдвигаемым шпинделем, DN от 50 до 800; PN от 1,6 до 25,0 МПа (от 16 до 250 кгс/см<sup>2</sup>).          Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3741-006-07533604-01 "Задвижки клиновые на PN 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 12,5; 16,0; 25,0 МПа (16; 25; 40; 63; 100; 125; 160; 250 кгс/см<sup>2</sup>). Технические условия".          Серийный выпуск.          КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481 80 690 0</p> <p><b>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ</b> ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"</p> <p><b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ</b> Протокола испытаний № 171.719.32.01 от 10.06.2019 Независимого испытательного центра "ТЕСТ-ЕВРАЗИЯ" Общества с ограниченной ответственностью "Квалитет-Эксперт", аттестат аккредитации № RA.RU.21ЧС73, акта о результатах анализа состояния производства № 116ТС-19 от 17.05.2019, паспорта ЗКЛ 80-16 ПС от 15.05.2019, руководства по эксплуатации БА 11060-050 РЭ от 07.08.2017, обоснования безопасности 3741-006-07533604-2014 ОБ от 27.03.2014, силового и прочностного расчета ЗК 80-16 РР1 от 05.04.2019, сборочного чертежа БА 11139-080 СБ от 19.03.2015, протокола № 530027-250-2019 приемо-сдаточных испытаний задвижки клиновой от 17.05.2019, свидетельства об аттестации технологии сварки № АЦСТ-5-05140 от 12.07.2018, свидетельства об аттестации сварочного оборудования № АЦСО-5-02244 от 06.08.2018, аттестационного удостоверения сварщика № БР-Г/АЦ-1-47350 от 11.08.2017, квалификационного удостоверения № 0005-03-7480 от 09.08.2017.          Схема сертификации: 1с.</p> <p><b>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b> Перечень стандартов, в результате применения которых обеспечивается соблюдение требований технического регламента: ГОСТ 12.2.063-2015 "Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности" (взамен ГОСТ Р 53672-2009 "Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности"), ГОСТ 5762-2002 "Арматура трубопроводная промышленная. Задвижки на номинальное давление не более PN 250. Общие технические условия", ГОСТ 9544-2015 "Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов". Условия хранения, срок хранения без переконсервации и срок службы в соответствии с технической документацией изготовителя.</p> <p><b>СРОК ДЕЙСТВИЯ С</b> 14.06.2019 <b>ПО</b> 13.06.2024</p> <p><b>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</b></p> <p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации (подпись)  <b>Винокурова Елена Павловна</b> (ф.и.о.)</p> <p>Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) (подпись)  <b>Шавалдин Александр Генадьевич</b> (ф.и.о.)</p> <p style="text-align: center;"></p> <p style="text-align: center;"><small>АО "Юнион", Москва, 80/11/1, «Б», Ленинградское шоссе, 25-26-29 (в/з) ФНС РФ, ТД 18, 5011 Тек. (495) 726-47-42, www.union.ru</small></p>	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата




022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

44



**Приложение Б**  
**Евразийский экономический союз. Сертификат соответствия сосудов**  
**3 и 4 категории, работающих под избыточным давлением до 25,0 МПа,**  
**емкостью от 0,01 до 200 м<sup>3</sup>, требованиям технического регламента**  
**«О безопасности оборудования, работающего под избыточным**  
**давлением»**

<b>ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ</b>	
<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</b>	
№ ЕАЭС RU C-RU.АЖ58.В.00901/20	
Серия <b>RU</b> № <b>0257682</b>	
<p><b>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ</b> Орган по сертификации Общества с ограниченной ответственностью Центр «ПрофЭкс».          Место нахождения: 119501, Россия, город Москва, улица Веерная, дом 4, корпус 2, этаж П, помещение I, комната 27. Адрес места осуществления деятельности: 117246, Россия, город Москва, Научный проезд, дом 19, этаж 2, комнаты 105, 106. Телефон: +7 (495) 506-78-36, адрес электронной почты: info@profeks.ru. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.10AJ58. Дата решения об аккредитации: 23.11.2017 года.</p>	
<p><b>ЗАЯВИТЕЛЬ</b> ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ЗАВОД ПЕНЗЭНЕРГОМАШ"          Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 440015, Россия, Пензенская область, город Пенза, улица Аустриня, дом 63, корпус 3          Основной государственный регистрационный номер 1155835000320.          Телефон: 88003503350. Адрес электронной почты: info@zavodrem.ru</p>	
<p><b>ИЗГОТОВИТЕЛЬ</b> ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ЗАВОД ПЕНЗЭНЕРГОМАШ"          Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 440015, Россия, Пензенская область, город Пенза, улица Аустриня, дом 63, корпус 3</p>	
<p><b>ПРОДУКЦИЯ</b> Сосуды 3 и 4 категорий, работающие под избыточным давлением до 25,0 МПа, емкостью от 0,01 до 200 м<sup>3</sup>, предназначенные для рабочих сред группы 1 и 2 (газ, пар) (согласно приложению - бланк № 0767589).          Продукция изготовлена в соответствии с документацией согласно приложению - бланк № 0767589.</p> <p>Серийный выпуск</p>	
<p><b>КОД ТН ВЭД ЕАЭС</b> 7309001000, 7309003000, 7309005100, 7309005900, 7309009000, 7311009100, 7311009900, 8479820000</p>	
<p><b>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ</b>          Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013)</p>	
<p><b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ</b> протоколов испытаний №№ 567-2020, 568-2020, 569-2020, 570-2020 от 09.10.2020 года, выданных Испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью Центр «ПрофЭкс» (регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.21HC12) акта анализа состояния производства от 10.09.2020 года, выданного Органом по сертификации Общества с ограниченной ответственностью Центр «ПрофЭкс» документации изготовителя согласно приложению - бланк № 0767590.</p> <p>Схема сертификации: 1с</p>	
<p><b>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b> Сведения о национальных стандартах, применяемых на добровольной основе для соблюдения требований технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013); ГОСТ 34347-2017 "Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия", стандарт в целом. Условия эксплуатации В с категорией размещения 1, 2, 3, 4 и 5 по ГОСТ 15150-69. Условия хранения 8(ОЖЗ), 6(ОЖЗ) по ГОСТ 15150-69. Срок хранения без переконсервации до 2 лет. Срок службы/годности до 30 лет.</p>	
<p><b>СРОК ДЕЙСТВИЯ С</b> 21.10.2020 <b>ПО</b> 20.10.2024  <b>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</b></p>	
<p>Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации  (подпись) М.П.  (ФИО) Александра Николаевна</p> <p>Эксперт (эксперт-аудитор)  (подпись) М.П. (ФИО) Худайев Михаил Юрьевич</p> <p>(эксперты (эксперты-аудиторы))</p>	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

45

## Приложение В

### Сертификат соответствия комплекта оборудования коррозионного мониторинга требованиям технического регламента таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»

<b>ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ</b>					
<b>СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ</b>					
№ ТС RU.C-RU.ГБ08.A.02499					
Серия RU № 0408728					
<p><b>ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ</b> Взрывозащищенного Оборудования Закрытого Акционерного Общества Испытательный Центр Технических Измерений, Безопасности и Разработок (ОС ВО ЗАО ТИБЕР). Место нахождения (адрес юридического лица): 105082, город Москва, улица Фридриха Энгельса, дом 75, строение 11, офис 204, Россия. Адреса места осуществления деятельности: 301668, Россия, Тульская область, город Новомосковский, улица Среднеюнкеев, 8; 301760, Россия, Тульская область, город Донской, улица Горькозаставская, дом 1, строение А. Регистрационный номер RA.RU.11ГБ08, дата регистрации аттестата аккредитации органа по сертификации 01.04.2016. Телефон: 8 (495) 280-16-56, адрес электронной почты: pmv@tiber.ru, info@tiber.ru.</p>					
<p><b>ЗАЯВИТЕЛЬ</b> Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СОНАР», ОГРН 1175835000769. Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 440056, город Пенза, улица Терновского, дом 135, Российская Федерация. Телефон: +78005506551, адрес электронной почты: akkord@sonar.penza.com.ru</p>					
<p><b>ИЗГОТОВИТЕЛЬ</b> Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «СОНАР», ОГРН 1175835000769. Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 440630, город Пенза, улица Гагарина, дом 11а, Российская Федерация.</p>					
<p><b>ПРОДУКЦИЯ</b> Комплект оборудования коррозионного мониторинга "АкКорД+" РАСТ.366640.002, изготовленного в соответствии с техническими условиям РАСТ.366640.002 ТУ. Иные сведения о продукции, обеспечивающие ее идентификацию, смотри Приложение (бланки №№ 0352708, 0352709, 0352710, 0352711, 0352712). Партия (наименование оборудования и количество указано в Приложении, бланк № 0352707). Реквизиты товаросопроводительной документации: Накладная № 1 от 31.03.2017 на передачу готовой продукции в места хранения.</p>					
<p><b>КОД ТИ ВЭД ТС</b> согласно Приложения (бланк № 0352707)</p>					
<p><b>СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ</b> Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).</p>					
<p><b>СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ</b> Протокола испытаний № 2418/2292-Ех от 18.05.2017 Испытательной лаборатории взрывозащищенного оборудования Закрытого акционерного общества Испытательный Центр Технических Измерений, Безопасности и Разработок, регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.21ГБ08. Технической документации изготовителя. Схема сертификации Зс.</p>					
<p><b>ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ</b> Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента, приведены в Приложении (бланк № 0352714). Условия и сроки хранения, срок службы (годности) приведены в Приложении (бланк № 0352710).</p>					
<p><b>СРОК ДЕЙСТВИЯ С</b> 24.05.2017 <b>ПО</b> не установлен <b>ВКЛЮЧИТЕЛЬНО</b></p>					
<p>М.П. Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации</p>		<p>Полномарев Михаил Валерьевич (подпись, фамилия)</p>		<p>М.П. Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))</p>	
<p>Эрмишов</p>		<p>Эрмишов</p>		<p>Ермаков Андрей Александрович (подпись, фамилия)</p>	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-ТЧ

Лист

46

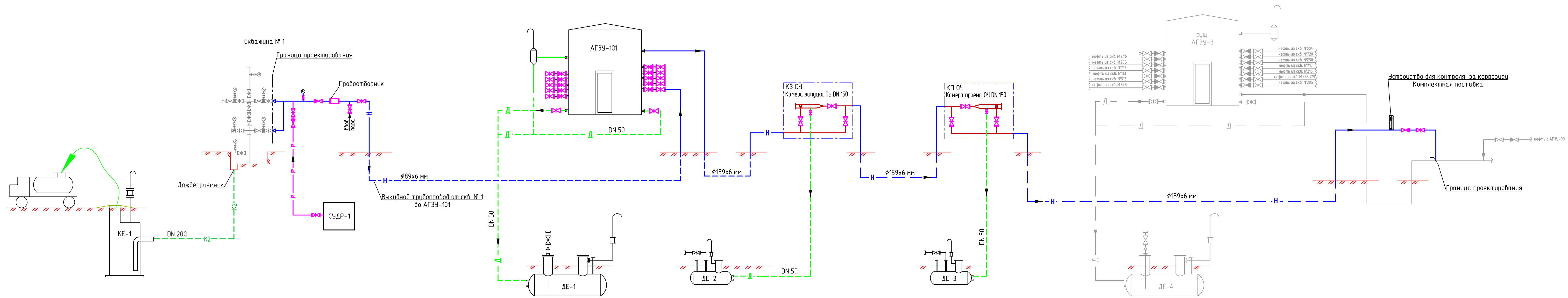


### Экспликация оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Характеристика
Проектируемое оборудование			
АГЗУ-101	Автоматизированная групповая замерная установка	1	
КЕ-1	Канализационная емкость	1	V = 5 м³
СУДР-1	Скважинная установка дозирования реагента	1	
ДЕ-1	Дренажная емкость	1	V = 8 м³
ДЕ-2	Дренажная емкость	1	V = 1,5 м³
ДЕ-3	Дренажная емкость	1	V = 8 м³
КЗ ОУ	Камера запуска очистных устройств	1	
КП ОУ	Камера приема очистных устройств	1	
Существующее оборудование			
АГЗУ-8	Автоматизированная групповая замерная установка	1	
ДЕ-4	Дренажная емкость	1	V=6,0 м³, P=0,07 МПа

### Условные обозначения

Обознач.	Наименование
	Проектируемый нефтепровод
	Дренажный трубопровод
	Канализационный трубопровод
	Клапан обратный
	Задвижка клиновья
	Переход
	Устройство для контроля за коррозией
	Пробоотборник
	Вентиль под манометр
	Огнепреградитель

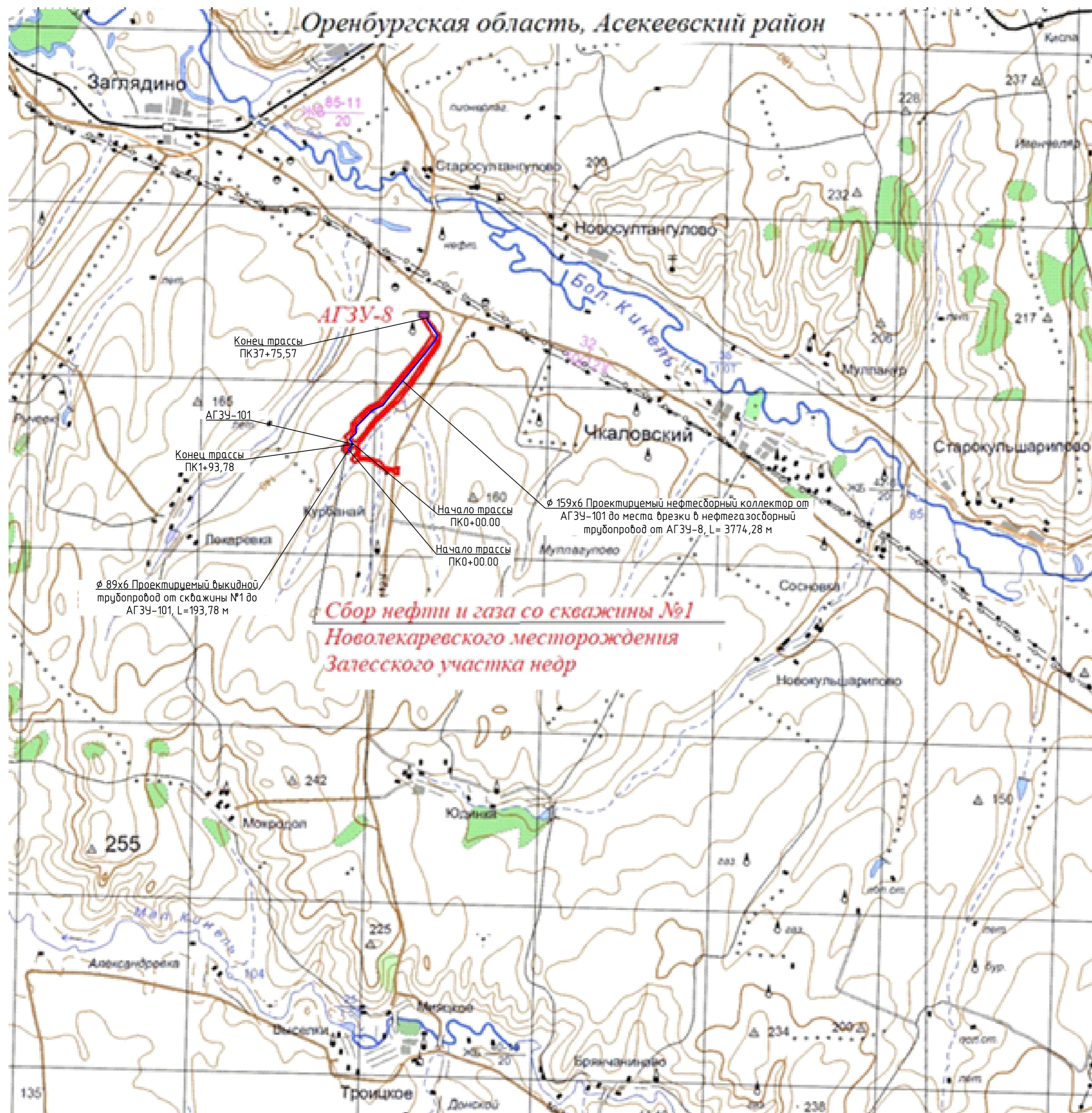


1 Фонтанная арматура устья скважины учтена в проекте на бурение и показана условно.  
 2 Основной линией показаны проектируемые сооружения, тонкой - существующие.

022.1-П-185.000.000-ИЛ05-07-01-4-001						"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"			
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Том 4.571 - Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Обеспечение инженерным оборудованием, а сетях инженерно-технического обеспечения" Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства"	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Сечина				04.23		п	1	
Проверил	Кавулина				04.23				
Нач. отд.	Кавулина				04.23				
Н. контр.	Шешунова				04.23	Схема технологическая принципиальная	000 "СВЗК"		
ГИП	Понасенко				04.23				

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

Оренбургская область, Асекеевский район



Условные обозначения

— трасса нефтепроводов

AG3U-8  
Конец трассы  
ПК37+75,57

AG3U-101

Конец трассы  
ПК1+93,78

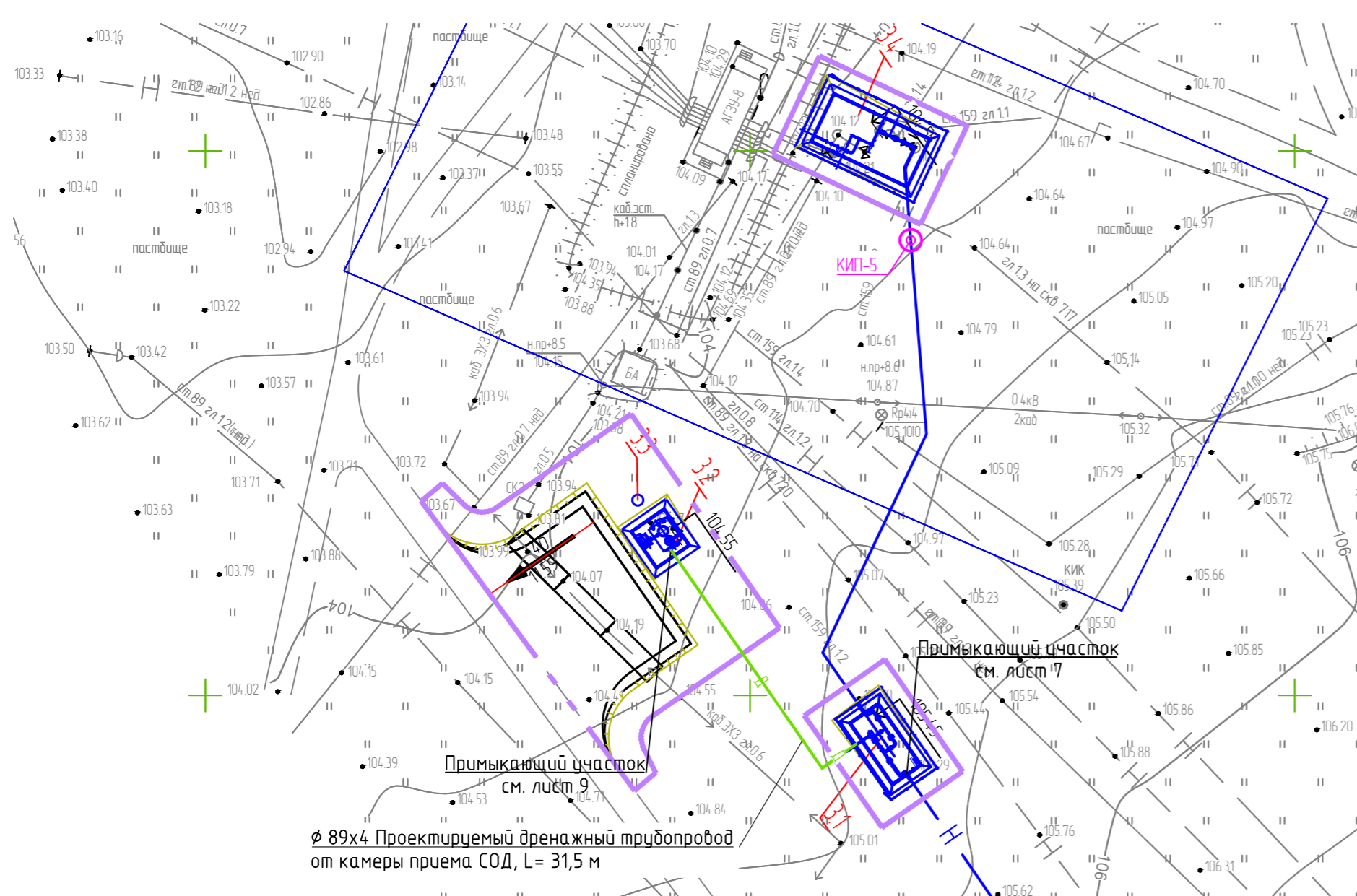
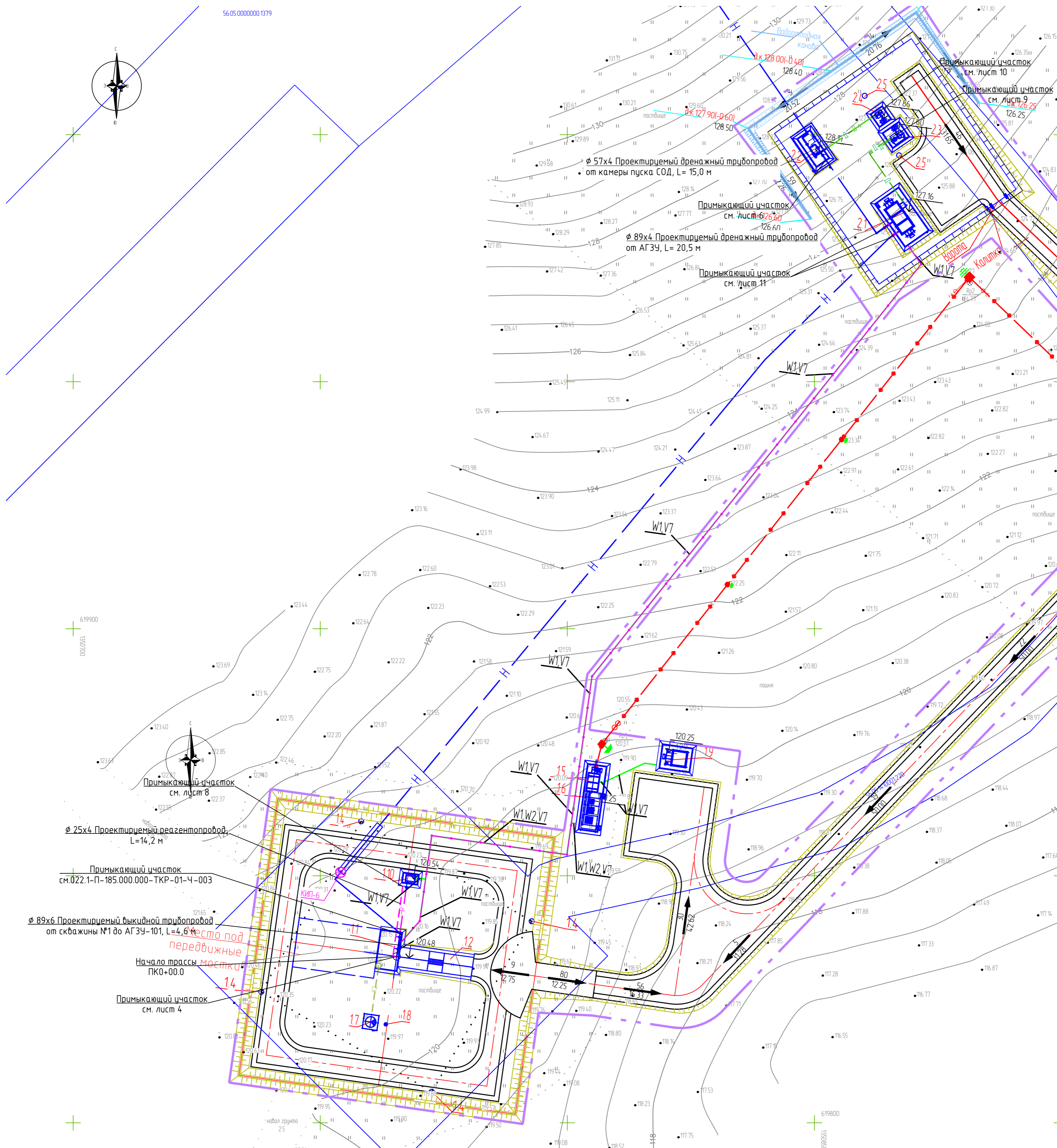
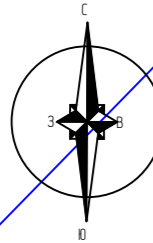
Начало трассы  
ПК0+00,00  
φ 159x6 Проектируемый нефтесборный коллектор от  
AG3U-101 до места брезки в нефтегазосборный  
трубопровод от AG3U-8, L= 3774,28 м

φ 89x6 Проектируемый выкидной  
трубопровод от скважины №1 до  
AG3U-101, L=193,78 м

**Сбор нефти и газа со скважины №1  
Новолекаревского месторождения  
Залесского участка недр**

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

022.1-П-185.000.000-ИЛ05-07-01-Ч-002					
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"					
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бородецкая				04.23
Проверил	Юркин				04.23
Нач. отд.	Юркин				04.23
Н. контр.	Шешунова				04.23
ГИП	Понасенко				04.23
Ситуационный план				000 "СВЗК"	



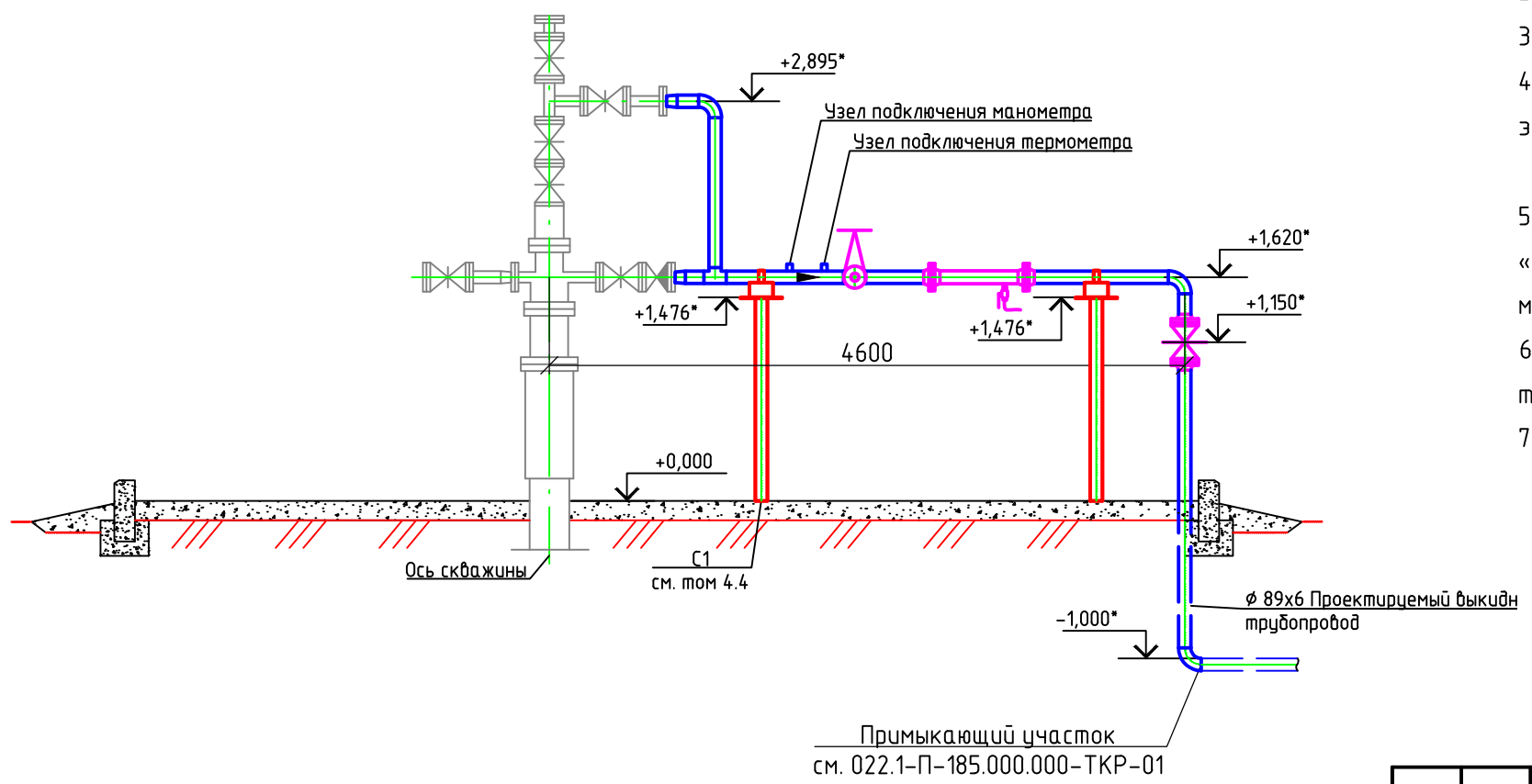
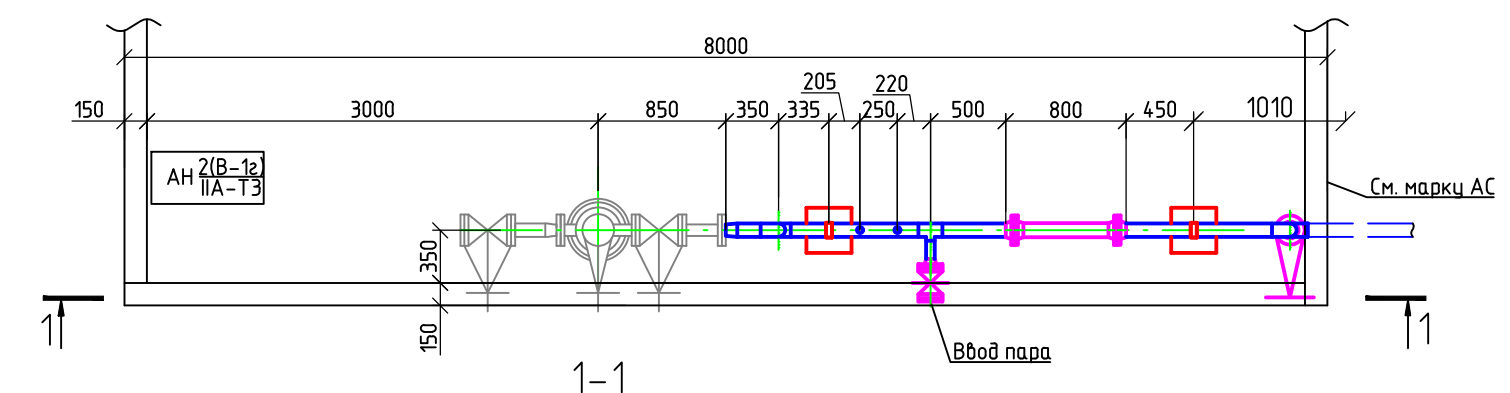
### Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Проектируемые здания и сооружения. Площадка скважины №1	
11	Приустьевая площадка эксплуатационной нефтяной скважины. 001	
12	Площадка под ремонтный агрегат. 002	
13	Не используется	
14	Якоря оттяжек (4 шт.)	
15	Площадка КТП. 303	
16	Площадка станции управления. 306	
17	Емкость производственно-дождевых стоков. 420	(ЕПДС-1)
18	Молниеотвод. 308	
19	Площадка аппаратного блока. 015.2	
1.10	Площадка скважинной установки дозирования реагентов СУДР	
	Проектируемые здания и сооружения. Площадка АГЗУ	
2.1	Площадка установки измерительной АГЗУ. 015.1	
2.2	Площадка узла пуска ОУ. 009	
2.3	Площадка дренажной емкости ДЕ-1. 006	
2.4	Площадка дренажной емкости ДЕ-2. 006	
2.5	Молниеотвод. 308	

	Проектируемые здания и сооружения
	Существующие здания и сооружения
	Проектируемые автодороги и подъезды
	Существующие автодороги
	Существующие откосы
	Проектируемые откосы
	Проектируемое ограждение
	Проектируемый нефтепровод
	Проектируемый электрический кабель до 1кВ (подземный)
	Проектируемый электрический кабель выше 1кВ (подземный)
	Проектируемый кабель КИПА (подземный)
	Проектируемая сеть производственно-дождевой канализации

1. Данный лист выполнен на основании 022.1-П-185.000.000-ИЛО2-01.
2. Выкидной трубопровод уложить на глубину не менее 1,0 м до верхней образующей трубы.
3. В скобках даны относительные отметки.
4. \* - отметки уточнить при монтаже.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-003 "Сбор нефти и газа со скважины №1 Нобелекареевского месторождения Залесского участка недр"		
Разраб.	Бородецкая	04.23			Тек 4.511 - Раздел 4 "Зоны, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта" Подраздел 5 "Сведения об объектах инфраструктуры, с сетью инженерно-технического обеспечения" Часть 1 "Технологические решения" Книга 1 "Технология производства"	Стандия	Лист	Листов
Проверил	Юркин	04.23				п	3	
Нач. отд.	Юркин	04.23						
Н. контр.	Шешунова	04.23			План размещения технологического оборудования и трубопроводов по площадке скважины №1			000 "СВЗК"
ГИП	Понасенко	04.23						

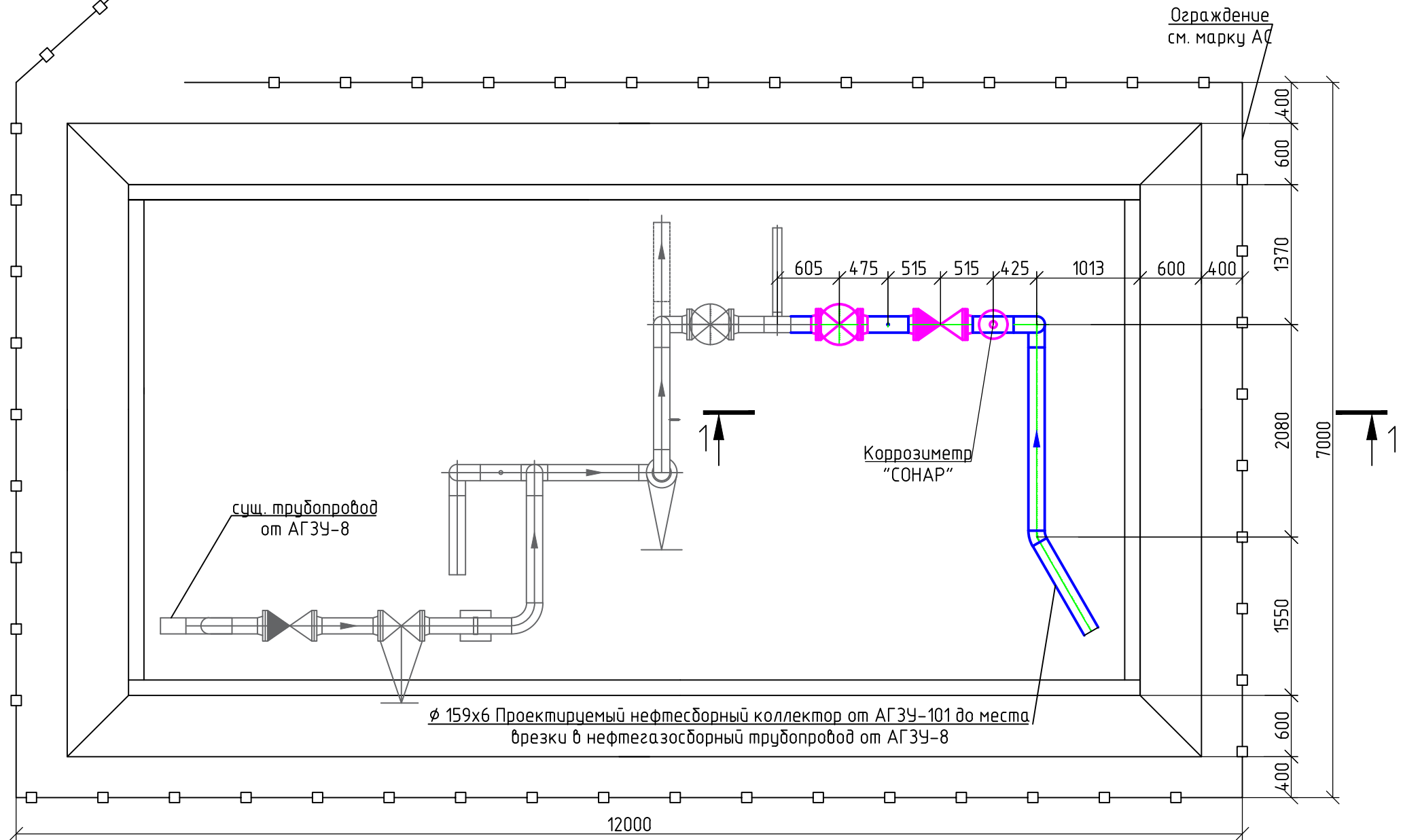


- 1 За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха бордюрного камня 120.48.
- 2 План расположения площадки см. 022.1-П-185.000.000-ИЛ05-07-01-Ч-003.
- 3 Строительные конструкции опор см. марку АС.
- 4 Крепление хомута опоры 89-КХ-А11 по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку из листа паронита по ГОСТ 481-80:
  - для опоры 89-КХ-А11 лист ПЭ 4,0x300x300.
- 5 Оознавательную окраску фланцевых соединений и трубопроводов выполнить по ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Оознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».
- 6 Антикоррозионную защиту наружной поверхности трубопроводов выполнить в соответствии с требованиями, указанными в текстовой части раздела.
- 7 \* - Отметки и размеры уточнить при монтаже.

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

022.1-П-185.000.000-ИЛ05-07-01-Ч-004							
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бородецкая		<i>[Signature]</i>	04.23		
Проверил		Юркин		<i>[Signature]</i>	04.23		
Нач. отд.		Юркин		<i>[Signature]</i>	04.23		
Н.контр.		Шешунова		<i>[Signature]</i>	04.23		
ГИП		Понасенко		<i>[Signature]</i>	04.23		
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". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства"					Стадия	Лист	Листов
План площадки приустьебой. Разрез					П	4	
					000 "СВЗК"		

1:50



Ограждение  
см. марку АС

сущ. трубопровод  
от АГЗУ-8

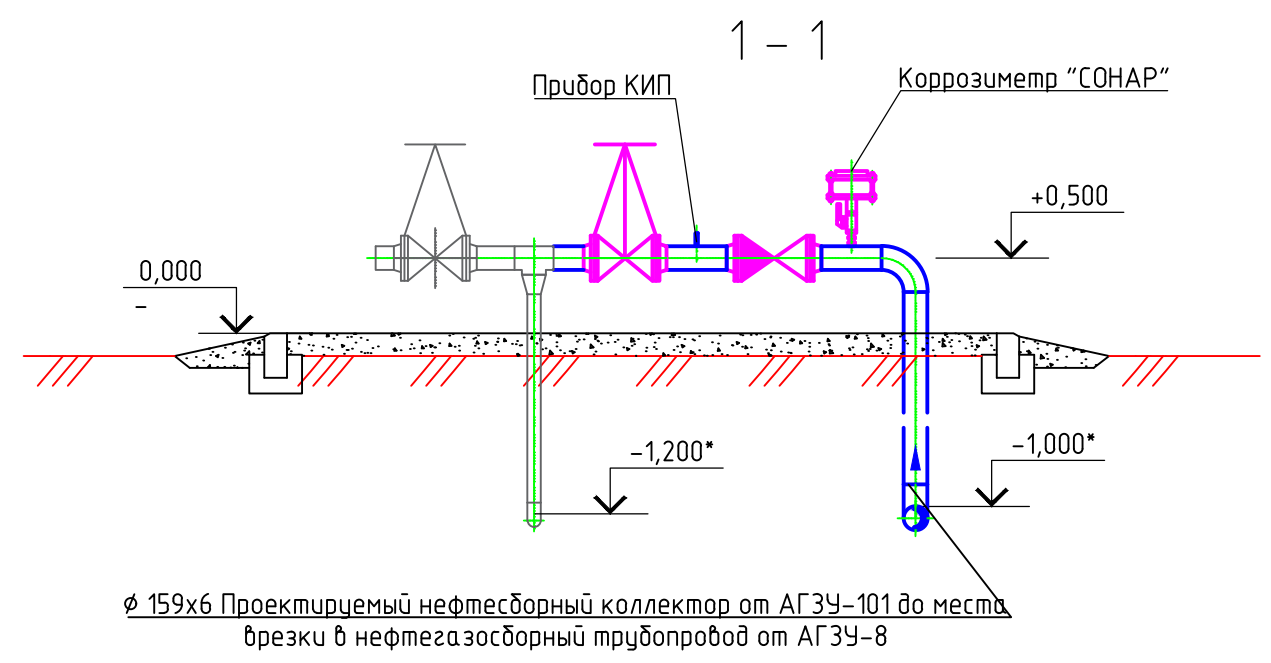
Коррозиметр  
"СОНАР"

Ø 159x6 Проектируемый нефтесборный коллектор от АГЗУ-101 до места  
врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8

12000

7000

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



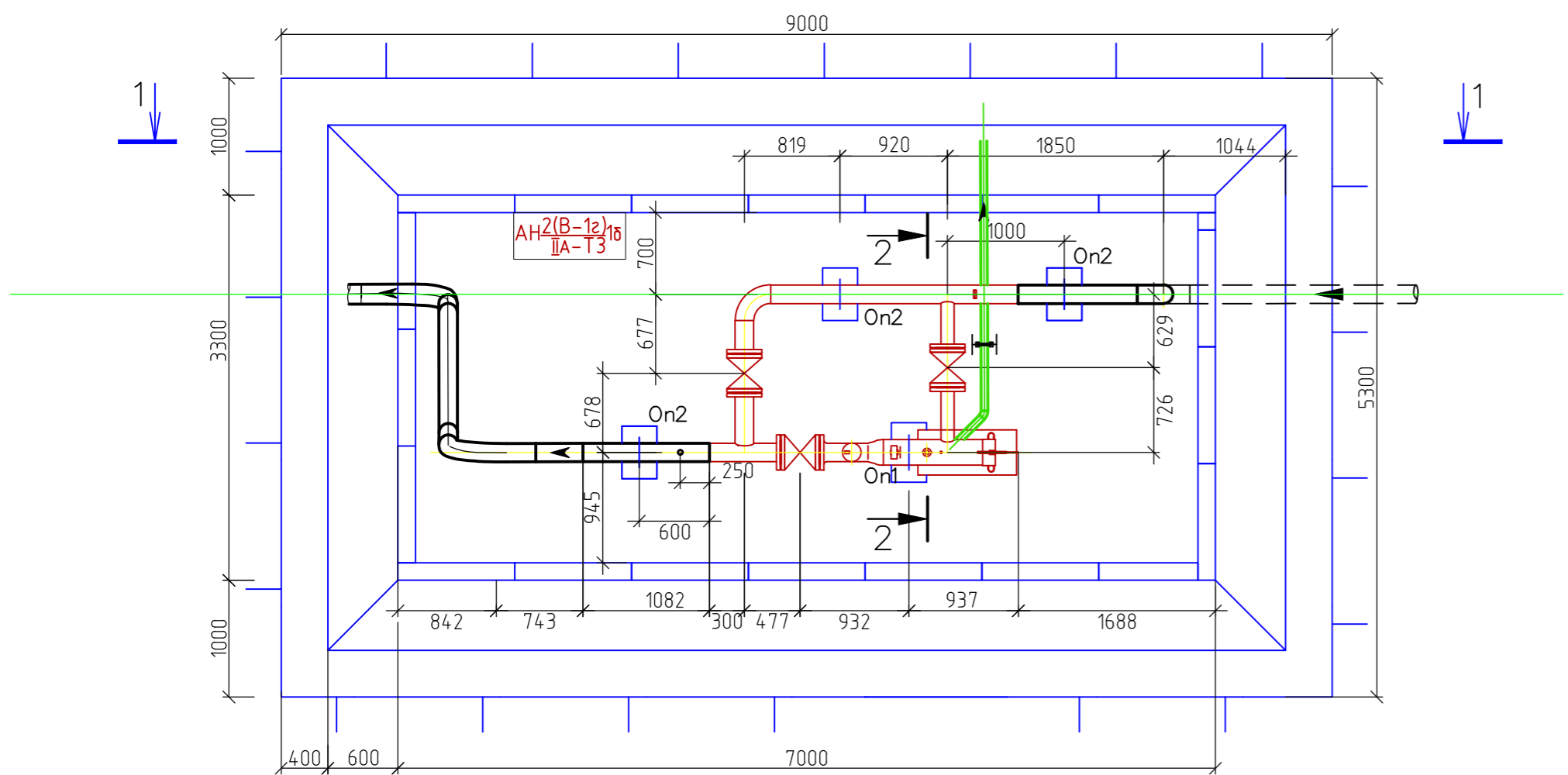
Ø 159x6 Проектируемый нефтесборный коллектор от АГЗУ-101 до места  
врезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8

- 1 Расположение площадок см. 022.1-П-185.000.000-ИЛ05-07-01-4-003.
- 2 За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки 104.55.
- 3 Строительные конструкции опор и площадок см. марку АС.
- 4 Крепление хомута опор 159-КХ-А11 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 4,0x330x200.
- 5 \* - Отметки и размеры уточнить при монтаже.

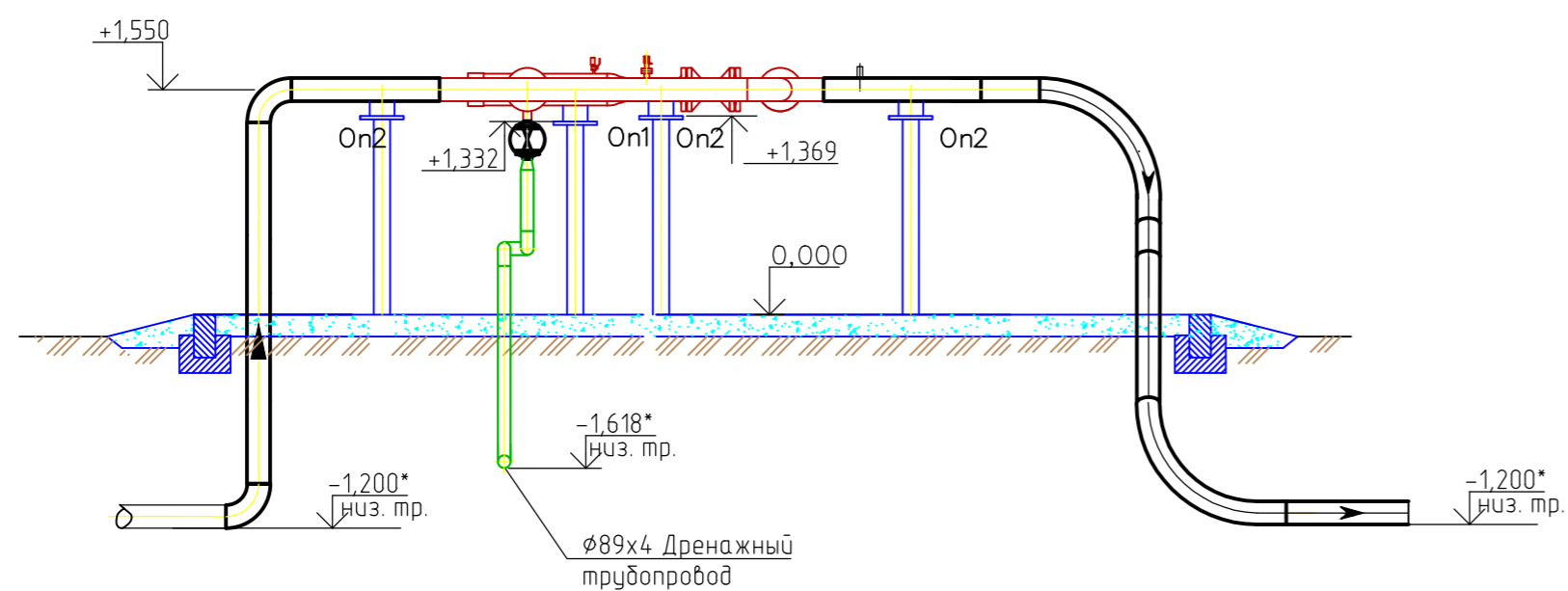
022.1-П-185.000.000-ИЛ05-07-01-4-005					
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бородецкая				04.23
Проверил	Юркин				04.23
Нач. отд.	Юркин				04.23
Н. контр.	Шешунова				04.23
ГИП	Понасенко				04.23
Узел подключения к существующему трубопроводу. Разрез					Стадия
					Лист
					Листов
					П
					5
					000 "СВЗК"

1:50

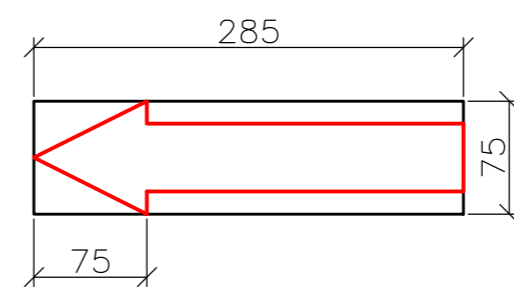




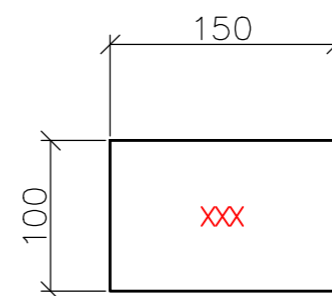
1 - 1 (1:50)



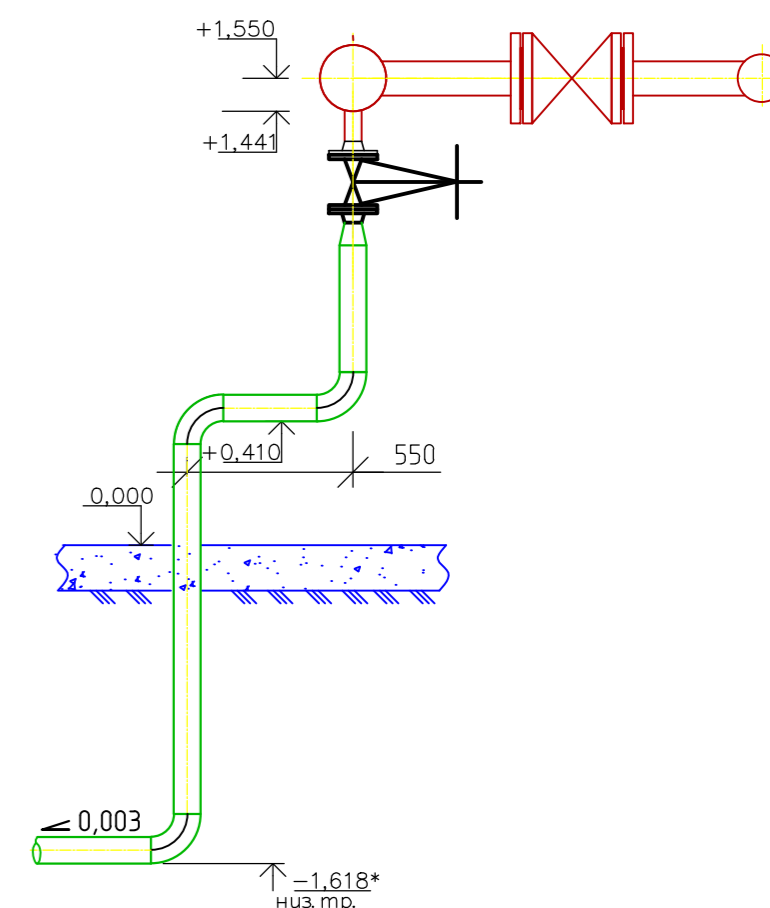
Щит МЩ-1  
для нанесения направления  
потока  
(1:5)



Щит МЩ-2  
"Номер задвижки"  
(1:5)



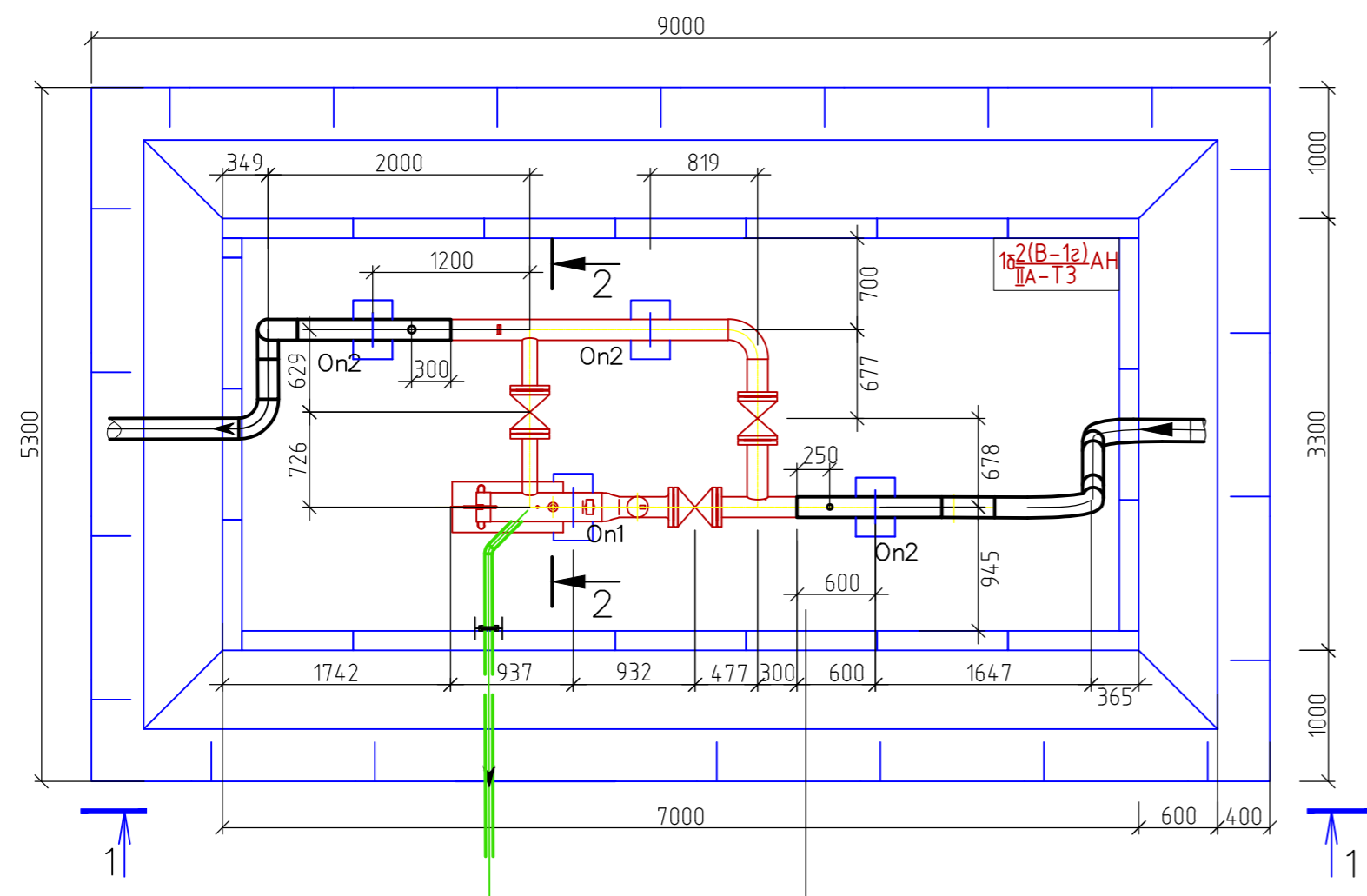
2 - 2 (1:25)



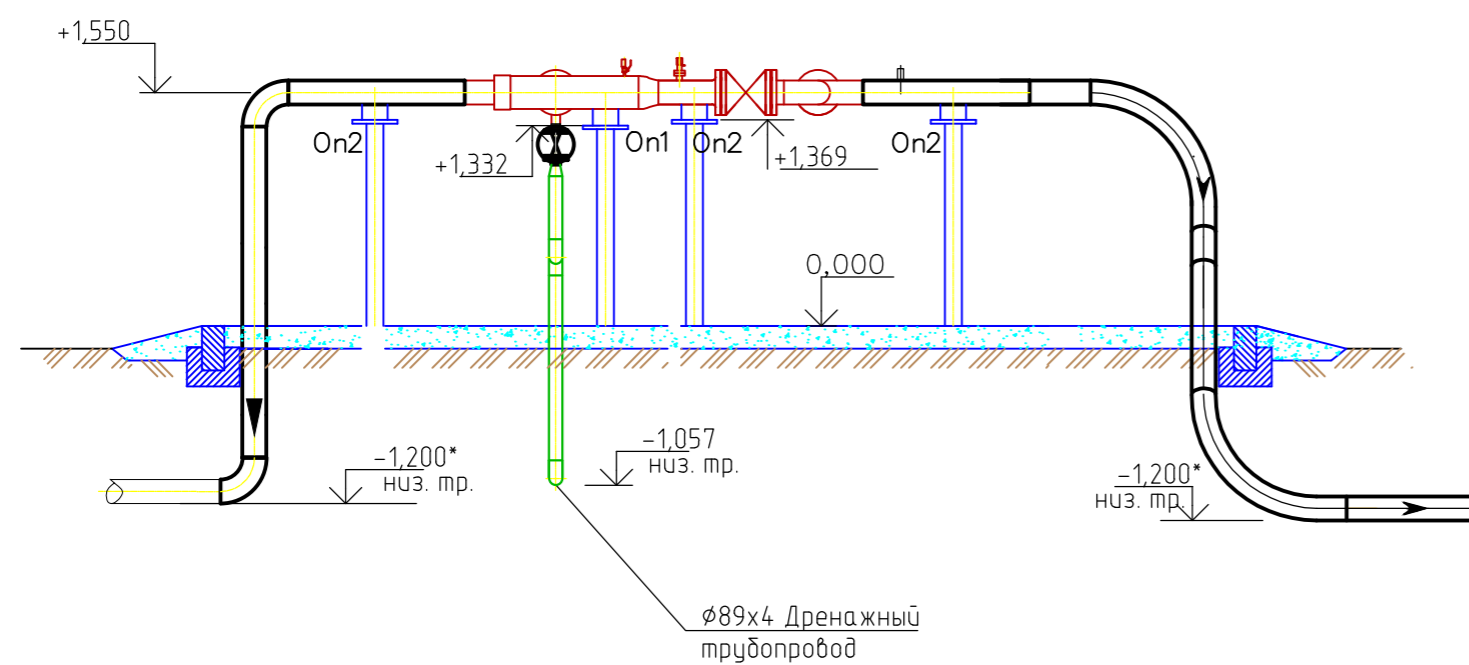
1. План расположения площадки см. 022.1-П-185.000.000-ИЛ05-07-01-Ч-003.
2. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки 128.17.
3. Конструкцию опор и ограждение площадки см. марку АС.
4. Крепление хомутов опор по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку 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. Опыздательную 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.

					022.1-П-185.000.000-ИЛ05-07-01-Ч-006				
					"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Том 4.5.7.1 - Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Бородецкая				04.23		п	6	
Проверил	Юркин				04.23				
Нач. отд.	Юркин				04.23				
Н. контр.	Шешунова				04.23	Площадка камеры пуска СОД		000 "СВЗК"	
ГИП	Понасенко				04.23				

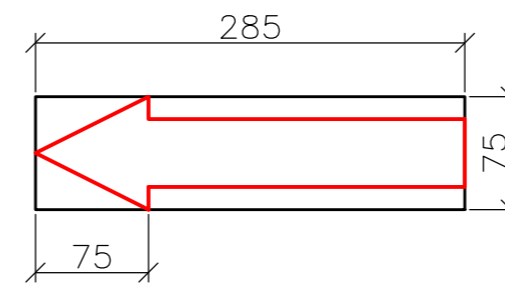
Создано	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	



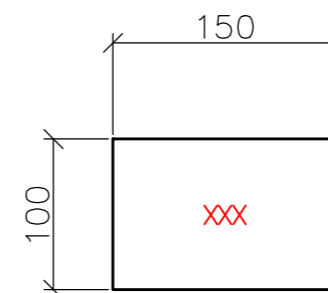
1 - 1 (1:50)



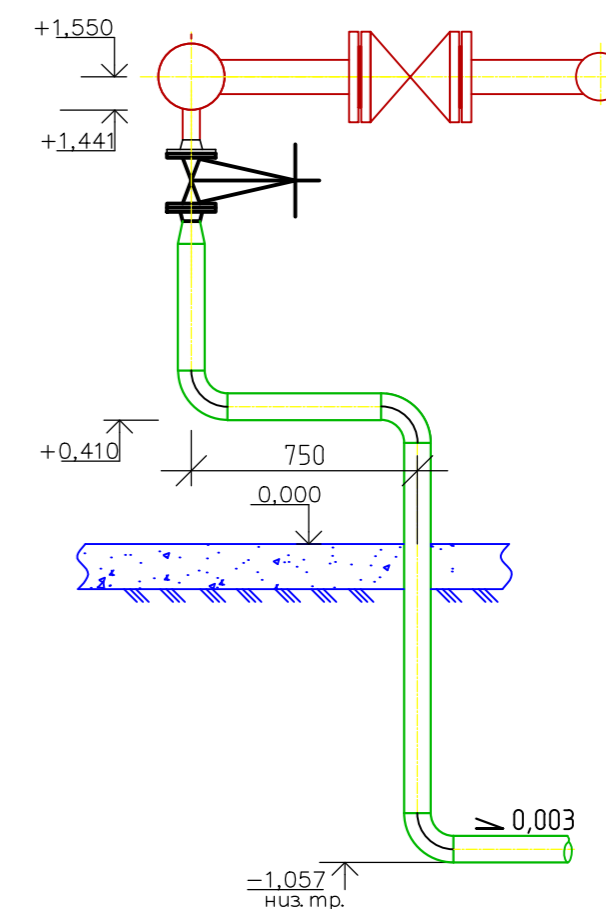
Щит МЩ-1  
для нанесения направления  
потока  
(1:5)



Щит МЩ-2  
"Номер задвижки"  
(1:5)



2 - 2 (1:25)

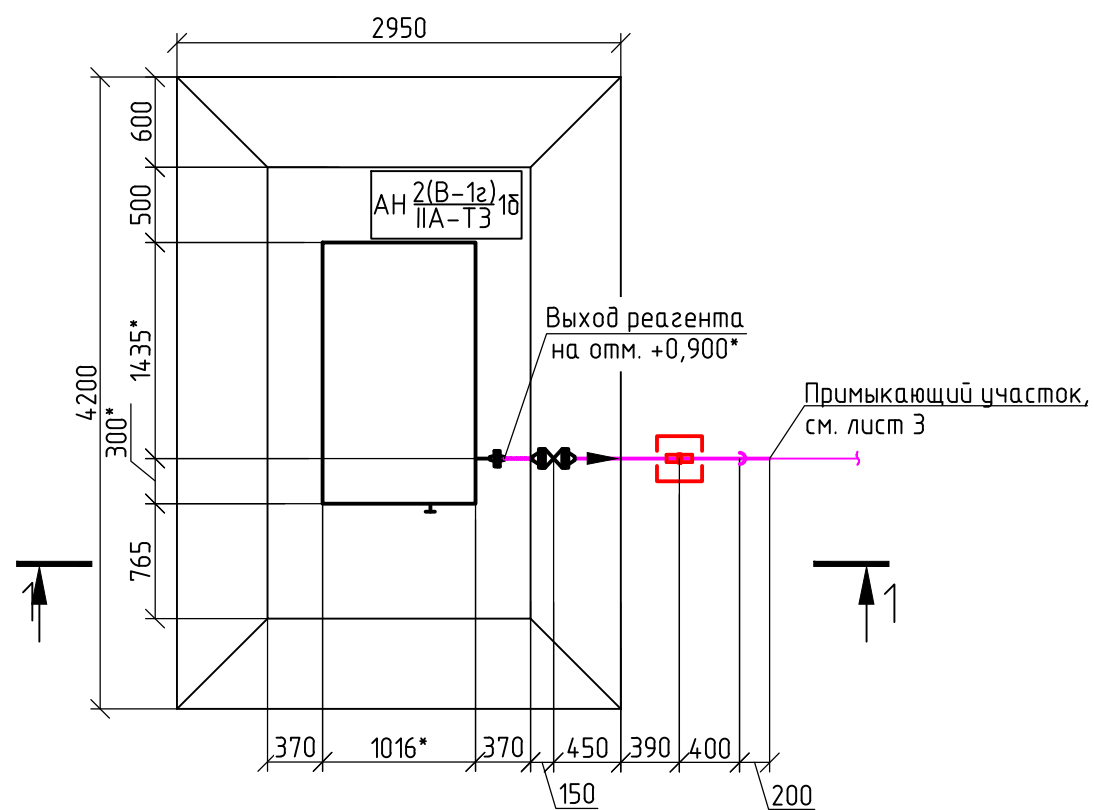


1. План расположения площадки см. 022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-003.
2. За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки 105.50.
3. Конструкцию опор и ограждение площадки см. марку АС.
4. Крепление хомутов опор по ОСТ 36-146-88 к трубопроводу выполнить через электроизолирующую прокладку 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. Опознавательную 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.

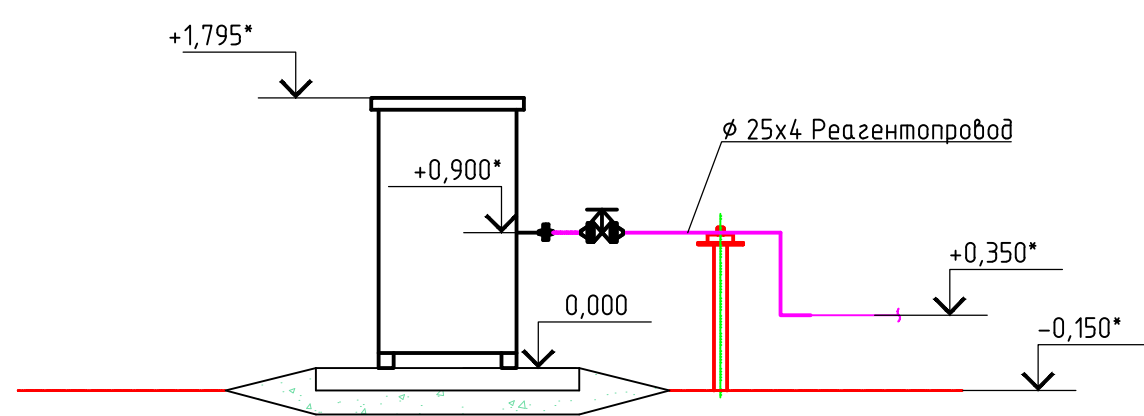
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-007									
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"									
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Том 4.5.7.1 - Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства".	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Бородецкая				04.23		п	7	
Проверил	Юркин				04.23				
Нач. отд.	Юркин				04.23				
Н. контр.	Шешунова				04.23	Площадка камеры приема СОД			000 "СВЗК"
ГИП	Понасенко				04.23				

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

# Площадка СУДР



1 - 1

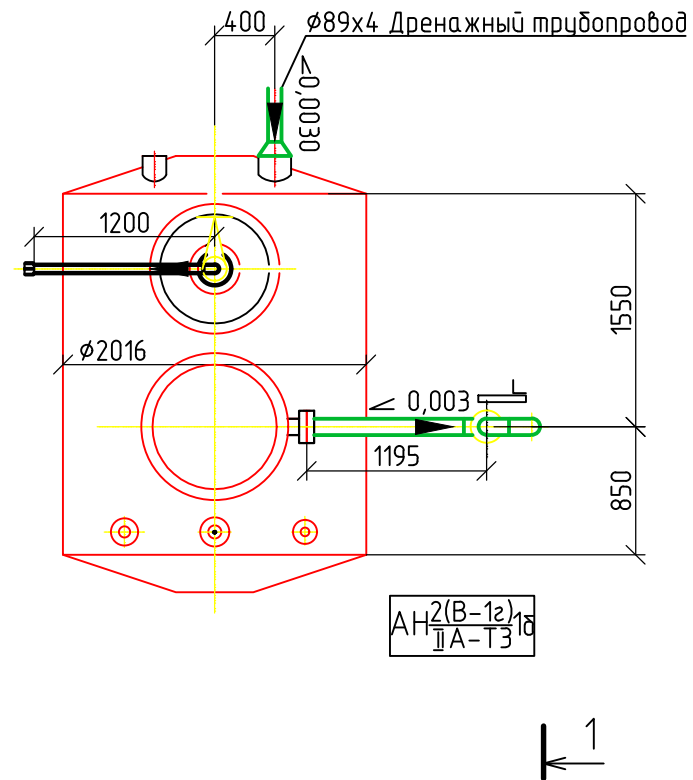


- 1 За отметку 0,000 принята планировочная отметка площадки СУДР 120.54.
- 2 Конструкции опор см. марку АС.
- 3 План расположения площадки см. лист 3.
- 4 \* - отметки и размеры уточнить при монтаже.
- 5 Реагентопровод прокладывается по рельефу местности на стойках (до стойки С12) высотой не более 500 мм.

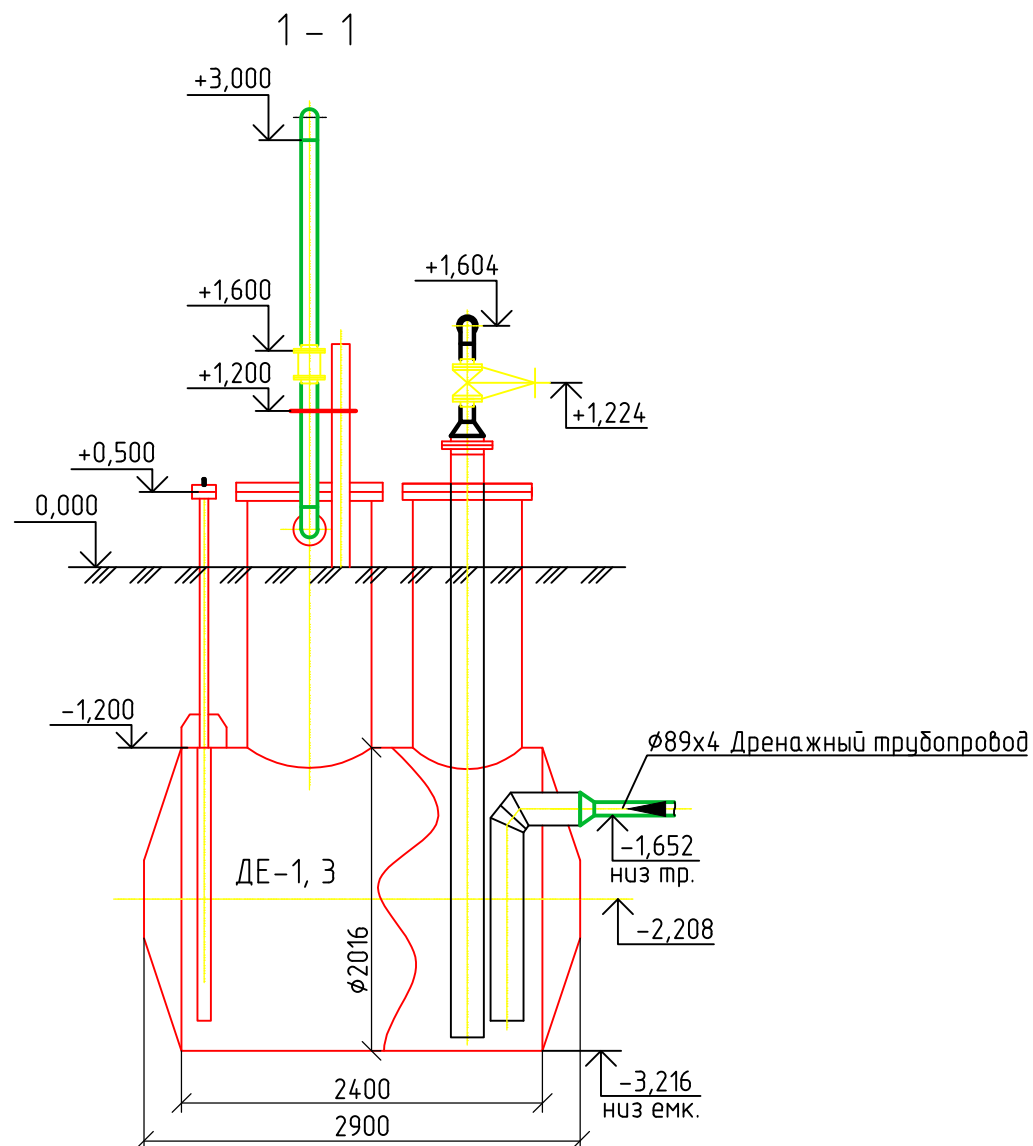
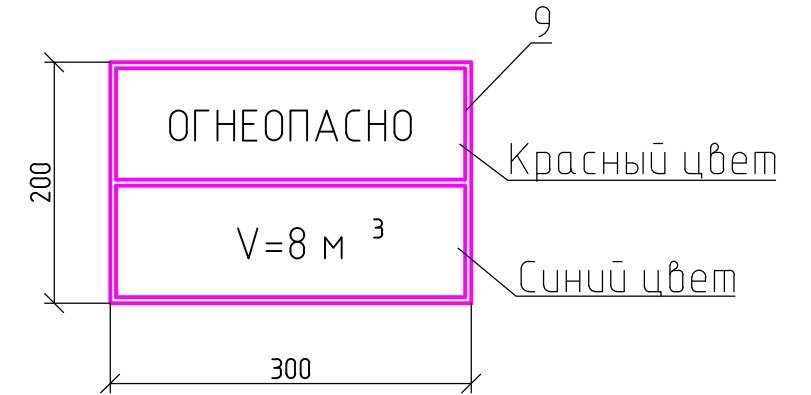
Согласовано	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. №подл.	

022.1-П-185.000.000-ИЛ05-07-01-4-008					
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Бородецкая		<i>[Signature]</i>	04.23
Пров.		Юркин		<i>[Signature]</i>	04.23
Нач. отд.		Юркин		<i>[Signature]</i>	04.23
Н.контр.		Шешунова		<i>[Signature]</i>	04.23
ГИП		Понасенко		<i>[Signature]</i>	04.23
Площадка проектируемой СУДР. Разрез					
			Стадия	Лист	Листов
			П	8	
			000 "СВЗК"		

1:50



Щит МЩ-1  
для нанесения обозначения  
дренажной емкости  
(1:5)

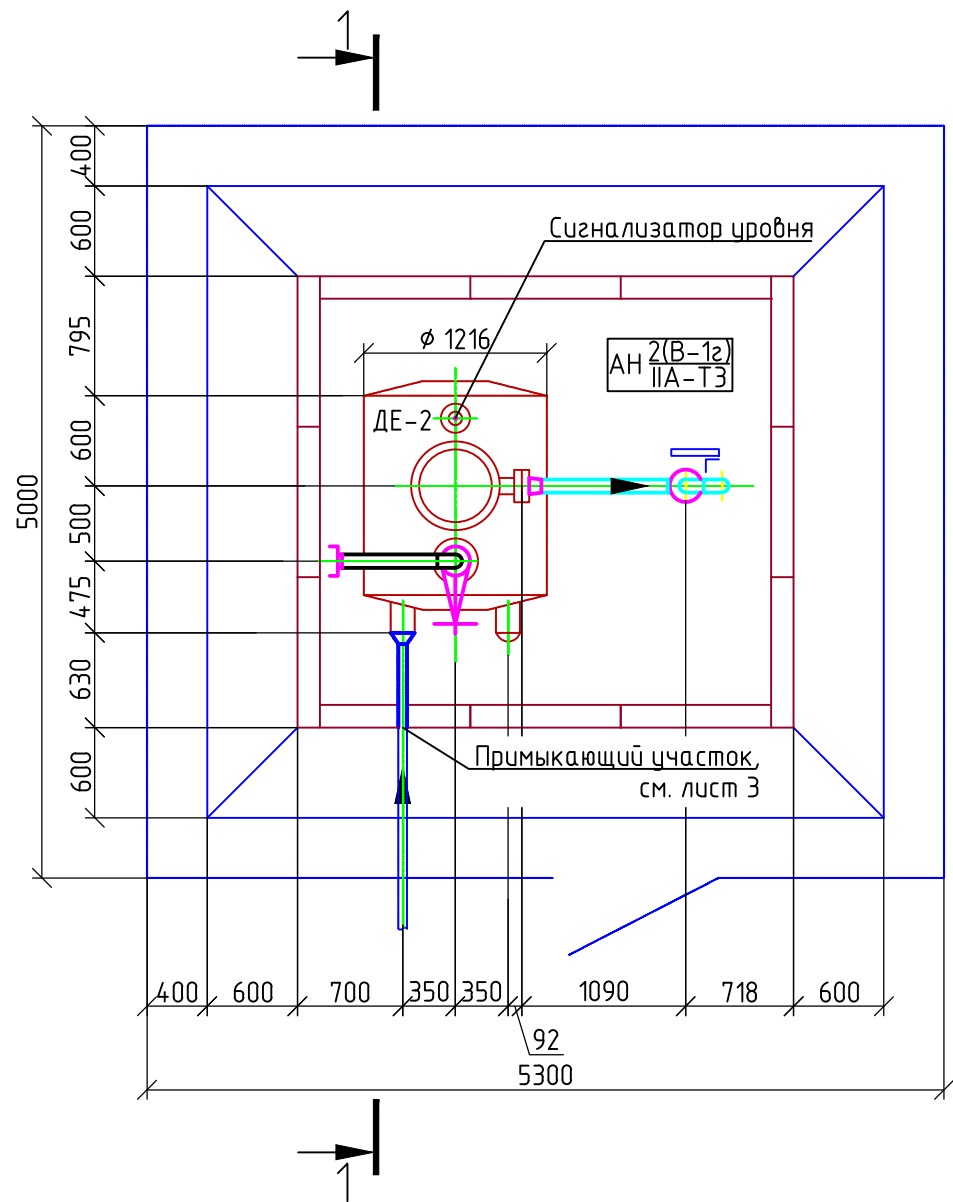


1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка площадки емкости дренажной ДЕ-1 - 127.60 и ДЕ-3 - 104.55.
2. Конструкцию стоек см. том 022.1-П-185.000.000-ИЛО4-01.
3. При монтаже подземной емкости должны выполняться требования СНиП 3.05.05-84 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы"
4. Сварку производить электродами Э42 ГОСТ 9467-75. Тип сварного шва по ГОСТ 5264-80, ГОСТ 16037-80.
5. На разрезе 1 - 1 стойка С1 показана условно.

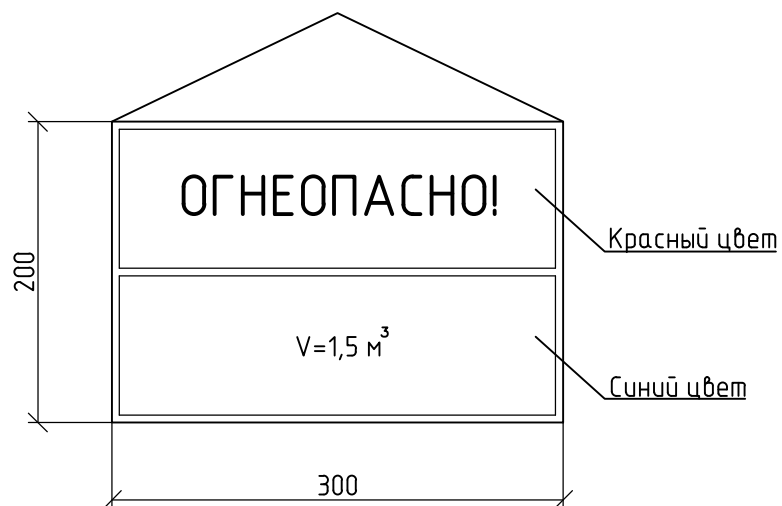
Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. №подл.			

1:50

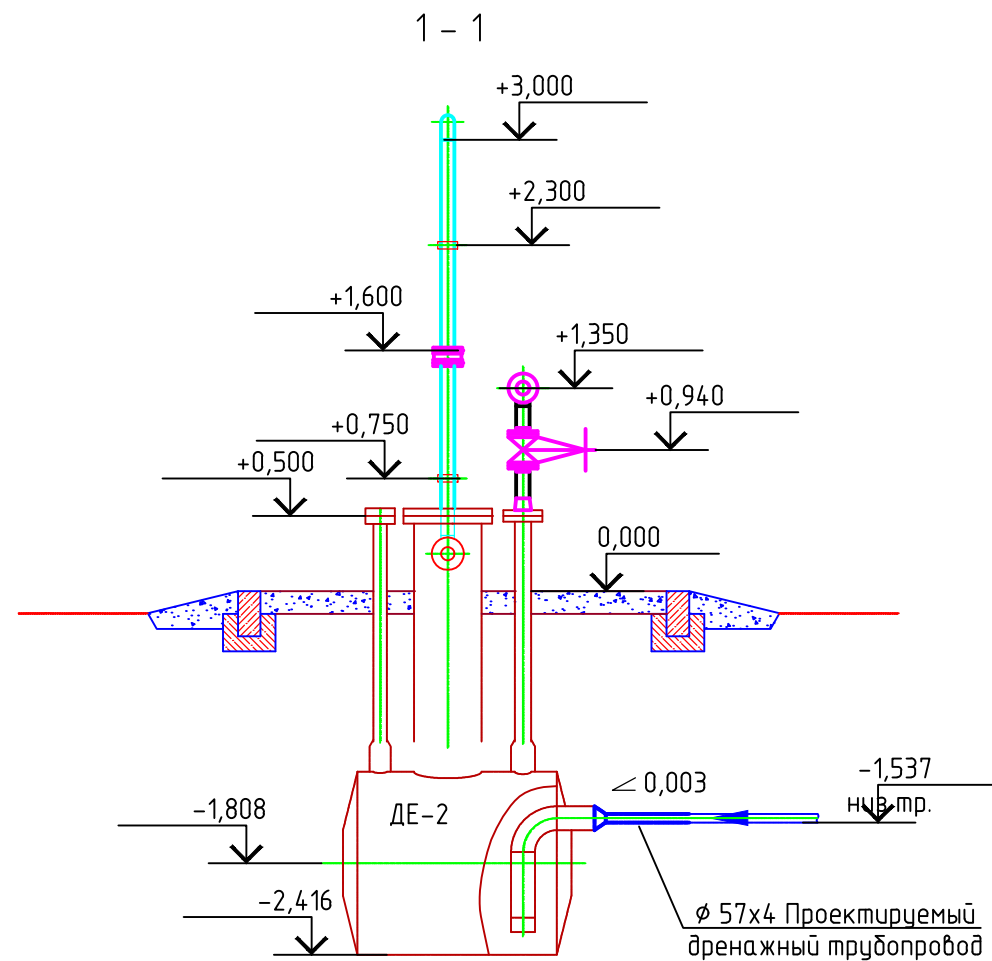
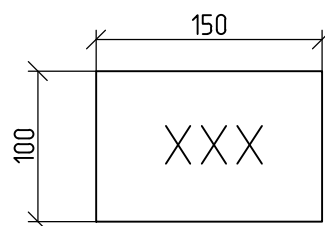
022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-4-009					
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Бородецкая				04.23
Проверил	Юркин				04.23
Нач. отд.	Юркин				04.23
Н. контр.	Шешунова				04.23
ГИП	Понасенко				04.23
Площадка дренажной емкости ДЕ-1 и ДЕ-3					000 "СВЗК"



Щит МЩ-1  
для нанесения обозначения  
дренажной емкости  
(1:5)



Щит МЩ-2  
"Номер задвижки"  
(1:5)



- 1 За отметку 0,000 принята планировочная отметка верха площадки с абсолютной отметкой 127.86.
- 2 План расположения площадки см. 022.1-П-185.000.000-ИЛО2-01-Ч-004.
- 3 При монтаже подземной емкости должны выполняться требования СНиП 3.05.05-84 "Технологическое оборудование и технологические трубопроводы".
- 4 Конструкцию фундамента под емкость, стойку см. марку АС.
- 5 Сварку производить электродами Э42 ГОСТ 9467-75. Тип сварного шва по ГОСТ 5264-80, ГОСТ 16037-80.
- 6 На разрезе 1-1 стойка С1 показана условно.

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-010						"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Том 4.5.7.1 - Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства"	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Бородецкая				04.23		П	10	
Проверил	Юркин				04.23				
Нач. отд.	Юркин				04.23				
Н.контр.	Шешунова				04.23	Площадка дренажной емкости ДЕ-2	000 "СВЗК"		
ГИП	Понасенко				04.23				

1:50

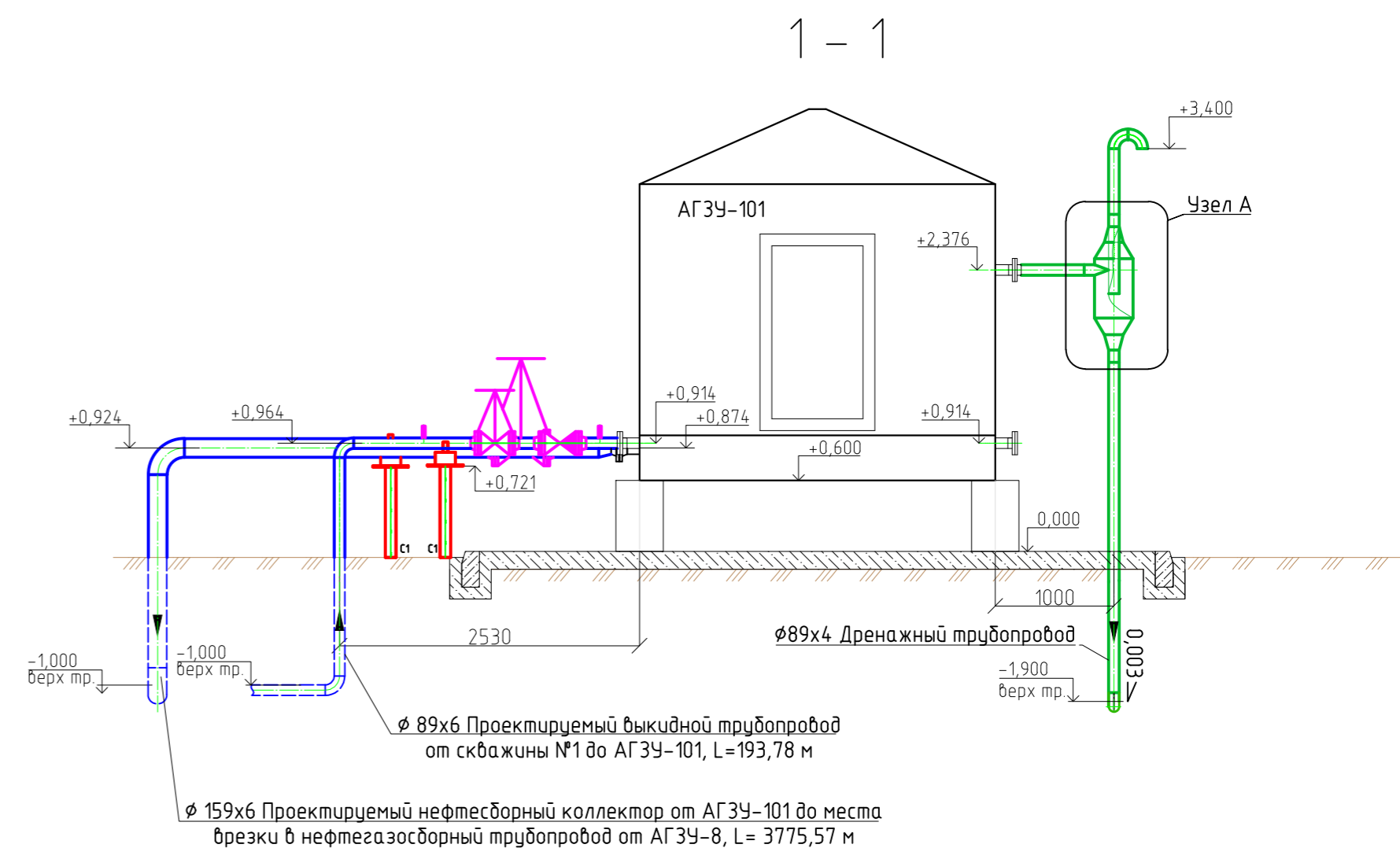
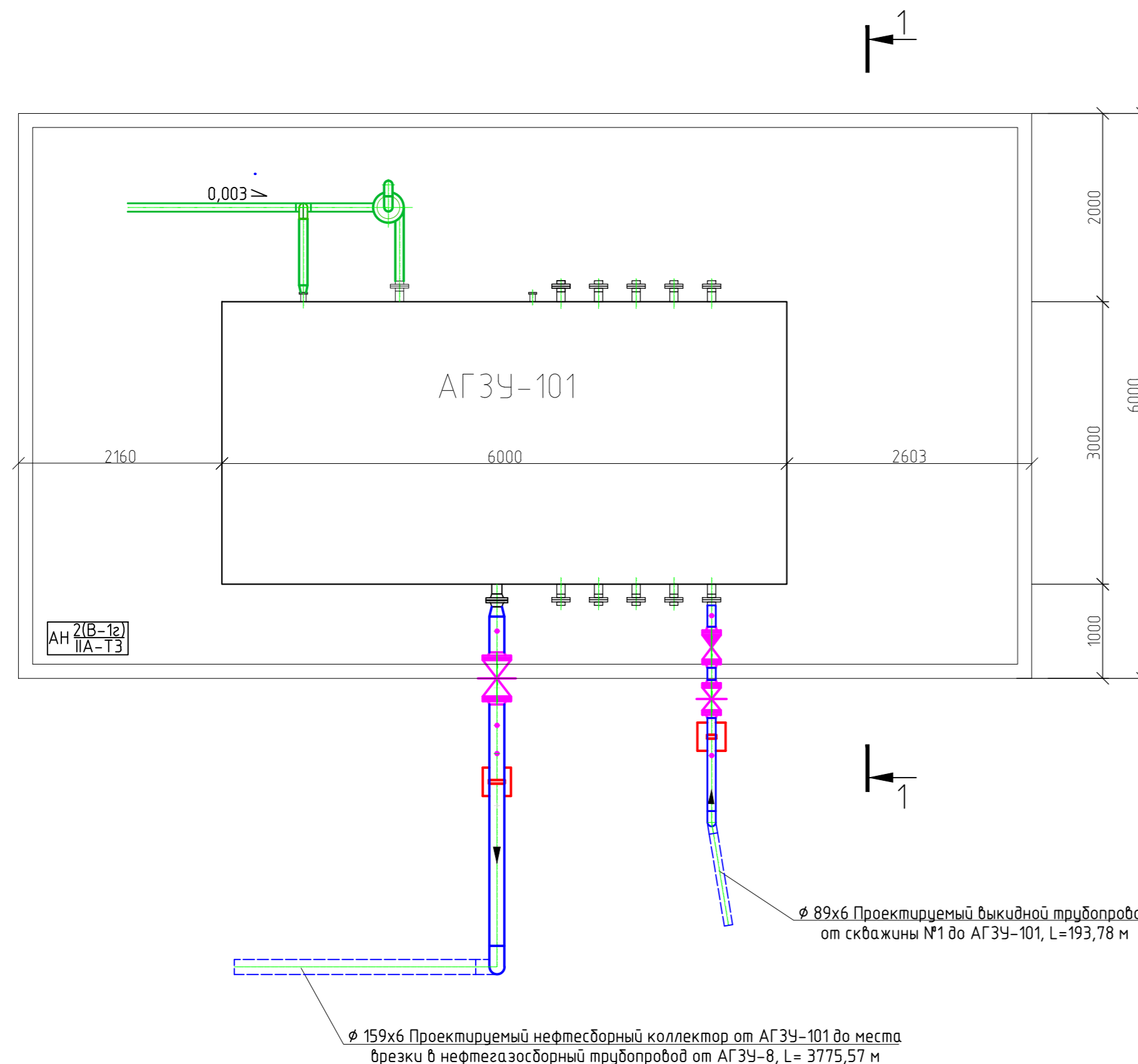
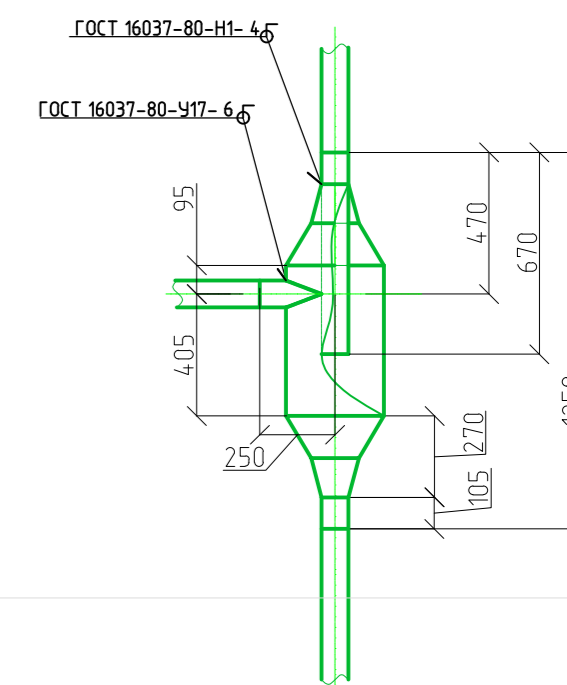
Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

Узел А (1:25)



φ 159x6 Проектируемый нефтесборный коллектор от АГЗУ-101 до места  
брезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8, L= 3775,57 м

φ 89x6 Проектируемый выкидной трубопровод  
от скважины №1 до АГЗУ-101, L=193,78 м

φ 89x6 Проектируемый выкидной трубопровод  
от скважины №1 до АГЗУ-101, L=193,78 м

φ 159x6 Проектируемый нефтесборный коллектор от АГЗУ-101 до места  
брезки в нефтегазосборный трубопровод от АГЗУ-8, L= 3775,57 м

1. За отметку 0,000 принята планировочная отметка площадки 127,16.
2. Конструкцию площадки, стоек см. том 022.1-П-185.000.000-ИЛО4-01.
3. Сварку производить электродами Э42 ГОСТ 9467-75. Тип сварного шва по ГОСТ 5264-80, ГОСТ 16037-80.
4. На разрезе 1 - 1 стойка С1 показана условно.

1:50

022.1-П-185.000.000-ИЛО5-07-01-Ч-011									
"Сбор нефти и газа со скважины №1 Новолекаревского месторождения Залесского участка недр"									
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Том 4.5.7.1 - Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения". Часть 7 "Технологические решения". Книга 1 "Технология производства".	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Бородецкая				04.23		п	11	
Проверил	Юркин				04.23				
Нач. отд.	Юркин				04.23				
Н. контр.	Шешунова				04.23	Площадка АГЗУ-101	000 "СВЗК"		
ГИП	Понасенко				04.23				

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