



**ООО «СВЗК»**

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

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

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

**Проектная документация**

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

Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений"

Часть 7 "Технологические решения"

Книга 2 "Автоматизация комплексная"

**ПИР0001.002-ИЛО5-07-02**

Том 4.5.7.2

**2023**



**ООО «СВЗК»**

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

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

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

**Проектная документация**

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

Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений"

Часть 7 "Технологические решения"

Книга 2 "Автоматизация комплексная"

**ПИР0001.002-ИЛО5-07-02**

Том 4.5.7.2

**Заместитель Генерального Директора**

**К.С. Кузнецов**





**Главный инженер проекта**

**Т.А. Драгина**




**2023**

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

Обозначение	Наименование	Примечание
ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-С	Содержание тома 4.5.7.2	2
ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ	Текстовая часть	3
ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-Ч-001	Схема структурная	
ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-Ч-002	Функциональная схема автоматизации	
ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-Ч-003	План расположения кабельных проводок	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-С						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	Недок	Подп.	Дата			
	Разраб.	Кузин				03.23	Содержание тома 4.5.7.2	П		1	
	Проверил	Рощка				03.23					
	Нач. отд.	Филатова				03.23					
	Н. контр.	Шешунова				03.23					
	ГИП	Драгина				03.23					
								ООО «СВЗК»			

Состав проектной документации смотреть в томе 1, раздел 1 «Пояснительная записка» ПИР0001.002-П-ПЗ-01.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ПИР0001.002-П-СП						Стадия	Лист	Листов
			Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата			
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Разраб.	Драгина		03.23	Состав проектной документации	П		1	
			Н. контр.	Шешунова		03.23		ООО «СВЗК»			
			ГИП	Драгина		03.23					



# 1.Исходные данные

Настоящий раздел проектной документации разработан на основании:

- задания на проектирование объекта «Сбор нефти и газа со скважины №50 Родинского месторождения» (см. ПИР0001.002-П-ПЗ-01);
- решений, принятых в технологической части проекта;
- решений, принятых в электротехнической части проекта.

Проектные решения в части безопасности эксплуатации системы и ее составных частей выполнены в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- Постановление Правительства Российской Федерации №87 от 16.02.2008 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (с изменениями на 27 мая 2022 года);
- Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008г. № 123–ФЗ;
- СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85»;
- ГОСТ Р 21.101-2020 «Система проектной документации для строительства основные требования к проектной и рабочей документации»;
- ГОСТ 21.208-2013 СПДС «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»;
- ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления. Общие требования»;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- СП 484.1311500.2020 «Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические»;
- СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
- СП 6.13130.2021 «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности»;
- СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- ПУЭ (2-е, 7-е издание) «Правила устройства электроустановок»;
- ПТЭЭ «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;
- ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»
- ГОСТ 14254-15 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- «ТУ-газ-86». Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- «Стандарт Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Требования к программно-техническому комплексу»;
- «Стандарт Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Рекомендации по построению архитектуры и разработке программного обеспечения.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ	Лист
							2

## 2 Объекты и объемы автоматизации и телемеханизации

### 2.1 Объекты автоматизации и телемеханизации

В настоящем проекте предусматривается автоматизация, телемеханизация и оснащение КИП следующих объектов:

- площадка приустьевая нефтяной скважины № 50;
- станция управления насосом скважины № 50;
- подстанция трансформаторная для скважины №50.

### 2.2 Объем автоматизации

Объем контроля и автоматизации проектируемых сооружений принят в соответствии с требованиями нормативных документов и обеспечивает работу объектов без присутствия дежурного персонала у технологического оборудования.

Функциональная схема автоматизации приведена на листе ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-Ч-002.

Станция управления насосом (ЭЦН), подстанция трансформаторная выполняются в объеме, предусмотренном заводом - изготовителем и поставляются электротехнической частью проекта.

#### 2.2.1 Площадка приустьевая нефтяной скважины № 50

На площадке приустьевой нефтяной скважины № 50 технические средства автоматизации обеспечивают:

- местное измерение температуры в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- местное измерение затрубного давления нефти на устье нефтяной скважины;
- телеизмерение затрубного давления нефти на устье нефтяной скважины;
- телеизмерение линейного давления нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- телесигнализацию повышения и понижения линейного давления нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- автоматическое отключение станции управления насосом (ЭЦН) при повышении и понижении линейного давления в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины;
- передачу данных о параметрах работы станции управления насосом (ЭЦН) по интерфейсу RS-485 (дистанционное чтение и изменение уставок, дистанционный запуск и останов скважины);
- телесигнализацию о пожаре в подстанции трансформаторной (КТП);
- телесигнализацию о неисправности охранно-пожарной сигнализации в подстанции трансформаторной (КТП);
- телесигнализацию открытия входной двери в подстанции трансформаторной (КТП);
- контроль состояния воздушной среды (ПДК);
- телесигнализацию при повышенной загазованности 3 мг/м3 на площадке устья скважины;
- местную световую и звуковую сигнализацию при повышенной загазованности 3 мг/м3 на площадке устья скважины.

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

						ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ	Лист 3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата		

### 3 Структура контроля и управления

Структурная схема автоматизации приведена на чертеже ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-Ч-001.

Настоящим проектом в соответствии с заданием на проектирование объекта (см. ПИР0001.002-П-ПЗ-01) предусматривается подключение объектов автоматизации к действующей автоматизированной системе диспетчерского контроля и управления ООО«ННК-Самаранефтегаз», центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) «Суходол», построенной на базе SCADA «Телескоп+».

Площадка приустьевая нефтяной скважины № 50, станция управления, подстанция трансформаторная являются объектами автоматизации.

На площадке скважины №50 организуется отдельный КП телемеханики (с абонентским номером в АСДУ) на базе терминального контроллера.

Вся информация от объектов автоматизации, расположенных в районе приустьевой нефтяной скважины № 50, передается на терминальный контроллер. расположенных в районе приустьевой нефтяной скважины № 50, передается на терминальный контроллер. Информация от штатного контроллера станции управления насосом (ЭЦН) передается на терминальный контроллер по интерфейсу RS-485 с использованием протокола ModBus RTU. Контроллер осуществляет преобразование информации, поступающей от датчиков с аналоговыми, дискретными и цифровыми выходными сигналами и передачу обработанной информации в ЦСОИ «Суходол» по средствам GPRS/GSM модема, предусмотренного в разделе «Сети связи». Проектом предусматривается контроль превышение дозврывоопасной концентрации (ПДК) 3 мг/м3 на площадке устья скважины №50. Информация о превышении дозврывоопасной концентрации на площадке устья скважины №50 по дискретным сигналам и по интерфейсу RS-485 с использованием протокола передачи данных ModBus RTU передается на терминальный контроллер.

Технические средства автоматизации в шкафу КИПиА обеспечивают:

- телесигнализацию понижения температуры в шкафу КИПиА ниже +10°С;
- телесигнализацию несанкционированного доступа в шкаф КИПиА;
- телесигнализацию отсутствия напряжения питания в шкафу КИПиА.

Терминальный контроллер, вторичные приборы, электроаппаратура и оборудование связи устанавливаются в шкафу КИПиА наружного исполнения, расположенного на площадке под шкаф КИПиА.

Таким образом, создаваемая система обеспечивает:

- работу объектов в условиях нормальной эксплуатации в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- дистанционный контроль и управление комплектными объектами из диспетчерского пункта по физическому интерфейсу связи RS-485;
- аварийную и технологическую сигнализацию в ЦСОИ «Суходол».

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

						ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ	Лист 4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



### 4 Перечень мероприятий по обеспечению устойчивого функционирования объектов автоматизации, в том числе в чрезвычайных ситуациях

Устойчивое функционирование объектов автоматизации обеспечивается следующими условиями:

- применение электроснабжения с применением источников бесперебойного питания с временем работы от аккумуляторной батареи 1 час;
- применение устройств грозозащиты;
- заземление оборудования, электропитания, грозозащиты, шкафов КИПиА;
- применение мероприятий физической защиты оборудования (контроль несанкционированного доступа в шкаф КИПиА, наличие запирающего устройства, защищающее от самооткрывания и обеспечивающее фиксацию в открытом положении).

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

						ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

## 5 Приборы и средства автоматизации

В проекте предусматриваются приборы, серийно изготавливаемые отечественной промышленностью. Во взрывоопасных зонах установлены приборы во взрывозащищенном исполнении.

Все применяемые приборы и средства автоматизации:

- имеют сертификаты Федерального Агентства по техническому Регулированию и Метрологии об их признании в качестве измерения и о занесении в Государственной реестр средств измерений;
- по степени конструктивной защищенности от внешних механических воздействий такие устройства должны иметь исполнение не ниже, чем IP 65 по ГОСТ 14254;
- соответствуют требования технических регламентов таможенного союза, в т.ч. ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
- имеют климатическое исполнение не ниже УХЛ1;
- имеют взрывозащищенное исполнение.

Температуру (по месту) в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины предусматривается контролировать с помощью технического показывающего термометра.

Затрубное давление (по месту) нефти на устье нефтяной скважины предусматривается контролировать с помощью манометра показывающего коррозионностойкого.

Линейное давление нефти в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины и затрубное давление нефти на устье нефтяной скважины предусматривается измерять с помощью датчиков избыточного давления взрывозащищенных. Для питания датчиков избыточного давления применяются источники питания совместно с барьерами искрозащиты.

Контроль повышения и понижения линейного давления нефти выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины предусматривается с помощью мономера электроконтактного показывающего.

Манометры, термометры, датчики давления устанавливаются на трубопроводах, с помощью закладных конструкций, предусмотренных в технологической части проекта.

Превышение уровня предельно допустимой концентрации (ПДК) 3 мг/м3 контролируется датчиками контроля предельно допустимой концентрации (ПДК). На площадке устья нефтяной скважины устанавливается стационарный датчик.

Оповещение персонала о завышении дозврывоопасной концентрации (ДВК) осуществляется местной звуковой сигнализацией с помощью поста сигнализации. Пост сигнализации и кнопочный пост предусматривается установить на стойке, предусмотренной в строительной части проекта, в районе устья скважины.

Шкафы КИПиА являются изделиями полной заводской готовности, поставляются комплектно со всей электроаппаратурой, источниками питания, контроллерами и оборудованием связи, клеммниками и кабельными вводами для подключения внешних цепей. Конструктивно шкафы КИПиА представляют собой утепленные стеклопластиковые шкафы с комплектными обогревателями, с креплением на комплектную стойку для установки на фундамент.

В шкафу КИПиА наружного исполнения предусматривается контроль понижения температуры ниже +10° с помощью компактного термостата и контроль несанкционированного доступа с помощью концевого выключателя. В проекте также предусматривается контроль отсутствия напряжения в шкафу КИПиА.

При вводе в шкаф КИПиА кабели передачи данных для интерфейса RS-485 присоединяется к устройству защиты от импульсных перенапряжений.

Питание шкафа КИПиА напряжением ~220 В, 50 Гц осуществляется от подстанции трансформаторной и предусматривается электротехнической частью проекта. Резервное электропитание осуществляется при помощи источника бесперебойного питания (ИБП), устанавливаемого в шкафу КИПиА. ИБП обеспечивает работу оборудования связи и телемеханики в течении одного часа в случае отключения основного питающего напряжения.

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

						ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ	Лист
							6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата		

Питание контроллера и электроаппаратуры напряжением ~220 В, 50 Гц предусматривается через блок бесперебойного питания, напряжением =24 В и 12В – через источник питания постоянного напряжения.

Для контроля и измерения параметров применяются технические средства автоматизации, приведены в приложении А.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ

## 6 Основные решения по сетям контроля и автоматизации

План сетей автоматизации приведен на листе ПИР0001.002-П-ИЛО5-07-02-Ч-003.

Прокладка кабелей КИПиА по площадкам осуществляется в подстилающем слое площадки на глубине 0,2 м. Прокладка кабеля от датчика измеряющего затрубного давления установленного непосредственно на устье осуществляется в жесткой двухстенной трубе в траншее на глубине 1,0 м.

Прокладка межплощадочных кабелей КИПиА осуществляется в траншее на глубине 0,7 м. При пересечении с дорогами, полосой заземления, трубопроводами и другими коммуникациями предусматривается защита кабелей КИПиА жесткой двухстенной трубой. В соответствии с требованиями ПУЭ, п.2.3.94, кабели КИПиА и силовые кабели, должны быть разделены слоем земли 0,15 м, при условии прокладки кабелей КИПиА в трубах, плюс по 1 м в каждую сторону. В соответствии с требованиями ПУЭ, п.2.3.95, кабели КИПиА и трубопроводы должны быть разделены слоем земли 0,25 м, при условии прокладки кабеля КИПиА в трубах, плюс по 2 м в каждую сторону.

При вводе и выводе из земли, а также на высоте менее двух метров предусматривается защита кабелей КИПиА стальными водогазопроводными трубами.

Для прокладки трасс КИПиА предусматриваются контрольные бронированные кабели пониженной горючести, не распространяющие горение, с низким дымо- и газовыделением. Для передачи сигналов типа «сухой контакт», =24В используются контрольные кабели. Для передачи сигналов 4-20мА, интерфейсных сигналов, используется экранированный кабель типа «витая пара».

При прокладке кабеля КИПиА в траншее совместно с силовыми кабелями (напряжением менее 1 кВ) необходимо выдержать расстояние между кабелями КИПиА и силовыми кабелями не менее 250 мм.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 7 Заземление

Электрооборудование, защитные трубы для прокладки кабелей заземляются согласно ПУЭ.

Электрооборудование на месте монтажа защищено от статического электричества в соответствии с «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности». Заземление выполнено в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Корпуса приборов, устанавливаемых на трубопроводах, аппаратах и стойках, все электрооборудование, металлическую броню кабелей, водогазопроводные трубы для защиты электропроводок в начале и конце электрических трасс присоединить к контуру защитного заземления, предусмотренному в электротехнической части проекта, или защитному проводнику (РЕ-проводнику)

Шкаф КИПиА наружного исполнения присоединить к контуру заземления, предусмотренному в электротехнической части проекта. Присоединить выполнить стальной полосой 4x4.

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

						ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ	Лист
							9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 8 Приложения

### Приложение А Технические средства автоматизации

Технологический параметр	Средство измерения
Температура нефти (по месту) в выкидном трубопроводе от устья скважины №50 от 0 до +40 °С	Термометр биметаллический. Диапазон измерения от минус 30 до +50 °С. Цена деления 1. Климатическое исполнение У1 по <a href="#">ГОСТ 15150-69</a>
Контроль линейного давления нефти в выкидном трубопроводе о устья скважины №50 Р <sub>мин</sub> =0,2МПа, Р <sub>макс</sub> =4,3 МПа	Манометр показывающий взрывозащищенный электроконтактный коррозионностойкий. Верхний предел измерения 6 МПа. Класс точности 1,0. Присоединить на штуцере М20х1,5. Пылевлагозащищенность IP65. Климатическое исполнение У1 по ГОСТ 15150-69.
Измерение линейного давления в выкидном трубопроводе от устья скважины №50 от 0,25 до 4,5 МПа	Микроэлектронный датчик избыточного давления взрывозащищенный. Верхний предел измерения 6 МПа. Выход 4-20 мА, питание по двухпроводной схеме. Присоединить на штуцере М20х1,5. Пылевлагозащищенность IP65. Климатическое исполнение У1 по ГОСТ 15150-69.
Измерение затрубного давления на устье скважины №50 от 0,35 до 4,5 МПа	Микроэлектронный датчик избыточного давления взрывозащищенный. Верхний предел измерения 6 МПа. Выход 4-20 мА, питание по двухпроводной схеме. Присоединить на штуцере М20х1,5. Пылевлагозащищенность IP65. Климатическое исполнение У1 по ГОСТ 15150-69.
Измерение затрубного давления (по месту) на устье скважины №50 от 0,35 до 4,5 МПа, измерение линейного давления в выкидном трубопроводе в АГЗУ	Манометр показывающий коррозионностойкий. Предел измерения от 0 до 6 МПа. Присоединить на штуцере М20х1,5. Пылевлагозащищенность IP65. Климатическое исполнение УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.
Измерение и сигнализация предельно допустимая концентрации 3 мг/м3 на площадке устья скважины	Газоанализатор электрохимический с цифровой индикацией. Диапазон измерения 0-10 мг/м3. Выходной сигнал – типа «сухой контакт» (порог 1, порог 2, отказ) и RS-485. Гальванически развязный от цепи питания. Вид взрывозащиты 1Exd[ib]IICТ6. Упит=10-32В. Степень защиты не менее IP65.Стационарный.
Местная световая и звуковая сигнализация при повышенной загазованности 3 мг/м3 на площадке устья скважины	Пост сигнальный взрывозащищенный. Вид взрывозащиты Exd. Упит=10-32В. Степень защиты не менее IP65
Сбор, обработки передачи сигналов в АСДУ, передача команд управления на исполнительные механизмы	Терминальный контроллер. Работа в SCADA системах, сертификация в составе аппаратного-программного комплекса ТЕЛЕСКОП+. Каналы связи с верхним уровнем: Ethernet, GPRS, GSM Функции: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Съем сигналов с дискретных и аналоговых датчиков;</li> <li>• Регистрация аварийных и предаварийных состояний;</li> <li>• Контроль состояния технологического объекта;</li> </ul>

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ

Лист

10

- Подача сигналов телеуправления на исполнительные механизмы;
- Хранение собранных данных, передача данных на верхний уровень;
- Обмен данными с интеллектуальными устройствами;
- Увеличение количества входных/выходных при подключении модулей расширения;
- Взаимодействие с диспетчерскими пунктами;
- Сбор данных на КПК.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ

## Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных				

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

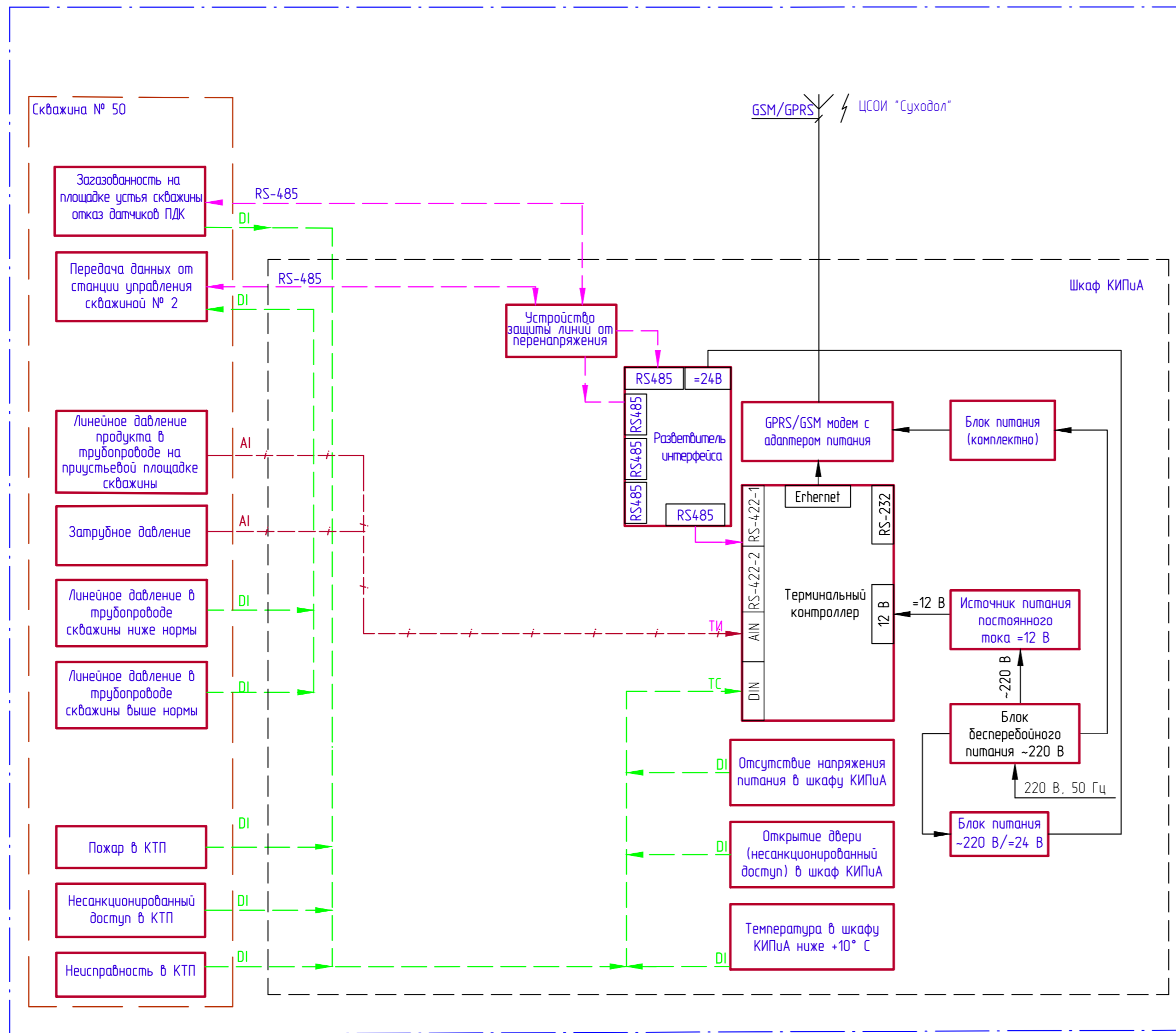
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ПИР0001.002-ИЛО5-07-02-ТЧ

Лист

11



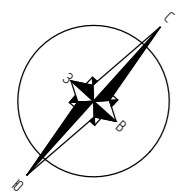


Решения по организации канала связи см. марку СС.

ПИР0001.002-И/О5-07-02-4-001						Сбор нефти и газа со скважины №50 Родинского месторождения			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Тех. 4.5.72 - Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру линейного объекта". Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений". Часть 7 "Технологические решения". Книга 2 "Автоматизация комплекса".	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Кузин				03.23		П	1	
Проверил	Рошка				03.23				
Нач. отд.	Филатова				03.23				
Н. контр.	Шешунова				03.23	Схема структурная	000 "СВЗК"		
ГИП	Драгина				03.23				

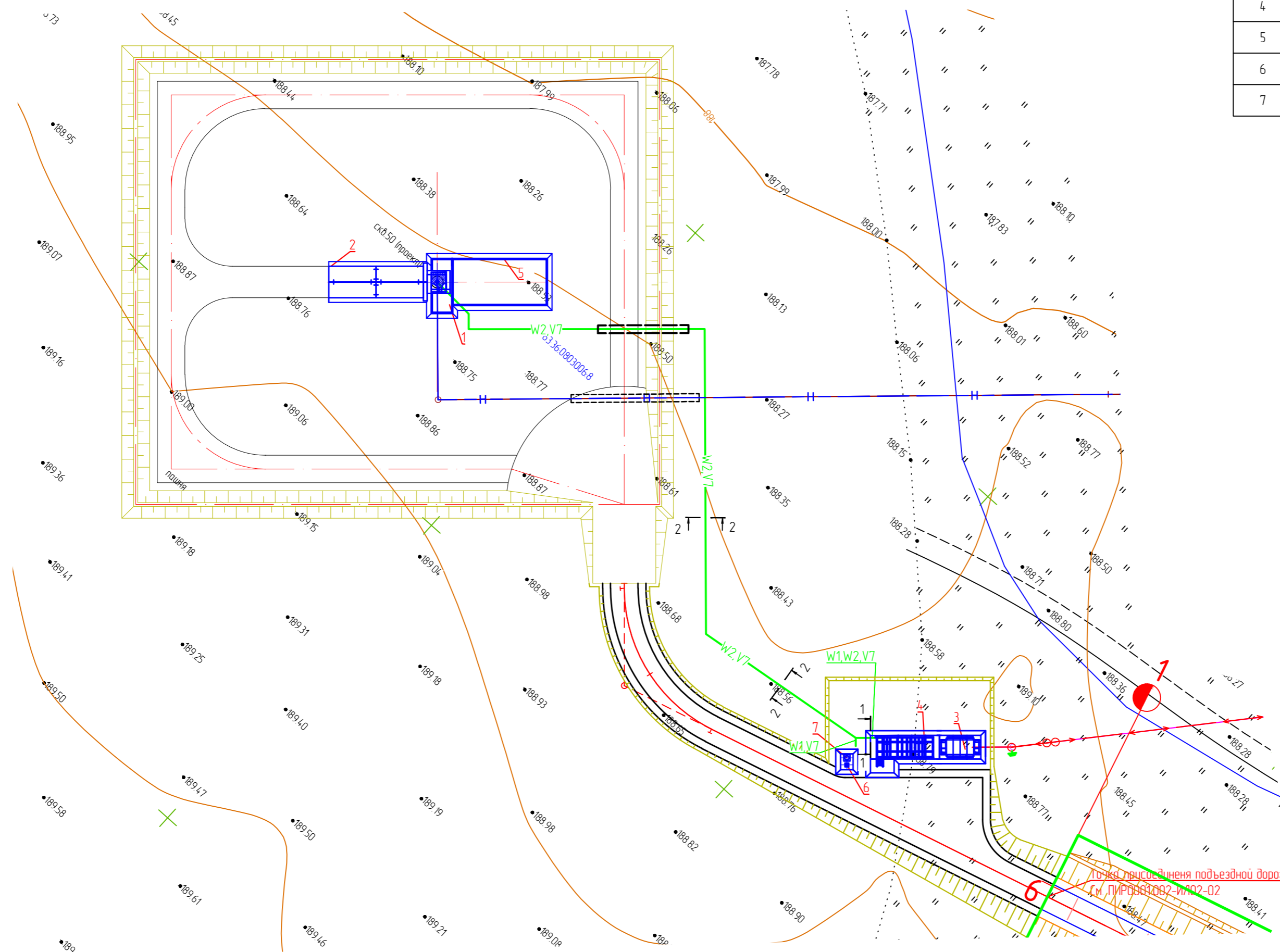
Согласовано  
Взам. инв. №  
Подп. и дата  
Инв. №подл.





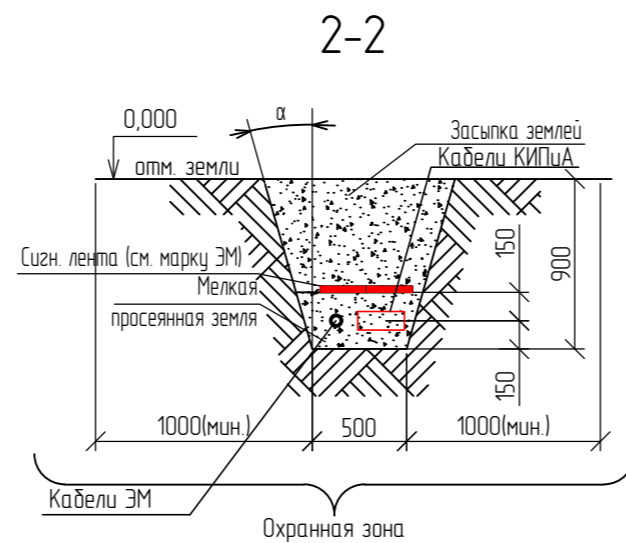
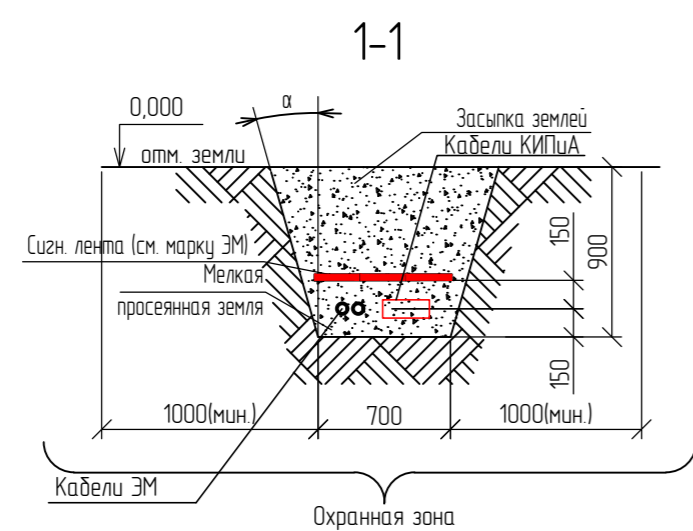
Экспликация зданий и сооружений

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



Условные обозначения

	Проектируемые здания и сооружения
	Существующие здания и сооружения
	Проектируемые автодороги и подъезды
	Существующие автодороги
	Существующие откосы
	Проектируемые откосы
	Проектируемая трасса ВЛ
	Проектируемый нефтепровод
	Проектируемый электрический кабель до 1 кВ (подземный)
	Проектируемый электрический кабель свыше 1 кВ (подземный)
	Проектируемый кабель КИПиА (подземный)
	Условная граница проектирования
	Трубопровод или кабель в футляре



ПИР0001.002-ИЛ05-07-02-4-003					
Сбор нефти и газа со скважины №50 Радинского месторождения					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разработал	Кузин				03.23
Проверил	Рошка				03.23
Нач. отд.	Филатова				03.23
Н. контр.	Шешунова				03.23
ГИП	Драгина				03.23
				Стадия	Лист
				П	3
				Листов	
				000 "СВЗК"	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.