



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

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

Заказчик – ООО «ННК-Саратовнефтедобыча»

Куговское месторождение. Обустройство скважины №1

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 3 "Автоматизация комплексная"

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09

Том 4.5.7.3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	01-23	<i>дегф</i>	02.06.2023
2	02-23	<i>дегф</i>	30.06.2023



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

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

Заказчик – ООО «ННК-Саратовнефтедобыча»

Куговское месторождение. Обустройство скважины №1

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 3 "Автоматизация комплексная"

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09

Том 4.5.7.3

Заместитель Генерального Директора

А.Ю. Чунарев

Главный инженер проекта

К.С. Кузнецов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	01-23		02.06.2023
2	02-23		30.06.2023

2023

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




Обозначение	Наименование	Примечание
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-С	Содержание тома 4.5.7.3	2
СНД/2021-0455-П -СП	Состав проектной документации	3
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ	Текстовая часть	6
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-Ч-001	Структурная схема	
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-Ч-002	Функциональная схема автоматизации	
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-Ч-003	План межплощадочных кабельных проводок	

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
	Изм	Кол.уч.

2	-	Зам.	02-23	<i>[Signature]</i>	30.06.23
1	-	Зам.	01-23	<i>[Signature]</i>	02.06.23
Разраб.	Филатова	<i>[Signature]</i>	30.06.23		
Проверил	Павлов	<i>[Signature]</i>	30.06.23		
Н. контр.	Шешунова	<i>[Signature]</i>	30.06.23		
ГИП	Кузнецов	<i>[Signature]</i>	30.06.23		

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-С			
Содержание тома 4.5.7.3	Стадия	Лист	Листов
	П		1
	ООО «СВЗК»		

Состав проектной документации смотреть том 1 – раздел 1 «Пояснительная записка» СНД/2021-0455-П-ПЗ-01

Инв. № подл.	Подп. и дата					Взам. инв. №						
СНД/2021-0455-П-СП-РС02												
	Изм	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата						
	Разраб.	Кузнецов			02.2022							
	Н. контр.	Юркин			02.2022							
	ГИП	Кузнецов			02.2022							
Состав проектной документации						<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td>1</td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П	1	1
Стадия	Лист	Листов										
П	1	1										
						ООО «СВЗК»						

1 Исходные данные

Настоящий раздел проектной документации разработан на основании:

- задания на проектирование, утвержденное генеральным директором ООО «ННК-Саратовнефтедобыча» А.В.Григорьевым.
- решений, принятых в технологической 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»;
- 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 СПДС «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». Заменен на ГОСТ 34.603-92 в части раздела 3;
- ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности»;
- СП 484.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования»;
- СП 485.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
- СП 486.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности»;
- СП 6.13130.2013 «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»;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№доку.	Подп.	Дата				

2 Объекты и объемы автоматизации и телемеханизации

2.1 Объекты автоматизации и телемеханизации

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

- обустройство площадки скважины №1;
- газопровод от скважины №1 «Куговская» до УКПГ «Вознесенская».

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 СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-Ч-002-РС01.

2.2.1 Площадка скважины № 1

На площадке скважины № 1 технические средства автоматизации обеспечивают:

- местное измерение давления и температуры газа в газопроводе от скважины №1 до и после штуцерной задвижки;
- дистанционное измерение давления и температуры газа в газопроводе от скважины №1 до и после штуцерной задвижки;
- местное измерение давления метанола в метанолпроводе до скважины №1 «Куговская»;
- дистанционное измерение давления метанола в метанолпроводе до скважины №1 «Куговская»;
- дистанционное измерение расхода метанола в метанолпроводе до клапана отсекателя.

2.2.2 Газопровод от скважины №1 «Куговская» до УКПГ Вознесенская»

На газопроводе от скважины №1 «Куговская» до УКПГ «Вознесенская» технические средства автоматизации обеспечивают:

- местное измерение давления газа в газопроводе до и после задвижки на площадке КУ-1;
- местное измерение давления газа в газопроводе до и после шарового крана КШ-1 на площадке КУ-2;
- дистанционное измерение давления газа в газопроводе после шарового крана КШ-1 на площадке КУ-2;
- телесигнализацию превышения или занижения давления после шарового крана КШ-1;
- автоматическое закрытие шарового крана КШ-1 на площадке КУ-2 при превышении или занижении давления ниже или выше предельных значений после КШ-1.
- телесигнализацию общей неисправности шарового крана КШ-1;
- передачу данных о состоянии и управлении шаровым краном КШ-1.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ	Лист
							3

3 Структура контроля и управления

Схема структурная приведена на листе СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-Ч-001-РС01.

В соответствии с техническими требованиями на проектирование, настоящим проектом предусматривается подключение проектируемых объектов в действующую систему УКПГ Вознесенский.

Проектом предусмотрен дистанционный телеметрический контроль давления и температуры газа в газопроводе от скважины №1 до и после штуцерной задвижки, а также дистанционный телеметрический контроль давления и расхода метанола в метанолпроводе с использованием беспроводных универсальных манометр-термометров МТУ, преобразователей температуры МТУ и конвертера 4-20 мА LoRaWAN Vega ТП-11 с передачей данных по протоколу LoRaWAN на существующую БС LoRaWAN УКПГ Вознесенский.

Также данным проектом предусматривается подключение проектируемого оборудования на площадке кранового узла № 2 (КУ-2) к существующему шкафу АСУ ТП в **аппаратную** УКПГ Вознесенский.

Доработка программного обеспечения существующего АРМ оператора диспетчера будет выполнена на этапе пусконаладочных работ.

Электропитание существующего шкафа АСУ ТП осуществляется по 1 категории группы надежности электроснабжения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ			

4 Приборы и средства автоматизации

Все применяемые приборы 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.

Контрольно-измерительные приборы, сигнальные устройства, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, предусмотрены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ (не хуже чем "взрывобезопасное электрооборудование"), вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси ("искробезопасная электрическая цепь" или "взрывонепроницаемая оболочка").

Температуру (по месту) предусматривается контролировать с помощью термометра биметаллического показывающего. Климатическое исполнение УХЛ2 (диапазон рабочих температур -60...+50), степень защиты IP54 по ГОСТ 14254-2015.

Давление (по месту) предусматривается контролировать с помощью манометра показывающего. Класс точности 1,0, радиальный штуцер, без фланца. Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: У2 (диапазон рабочих температур -50 до +60 °С), степень защиты IP65 по ГОСТ 14254-2015.

Давление и температуру предусматривается контролировать с помощью универсального манометр-термометра МТУ-6 с передачей данных по радиоканалу. Климатическое исполнение УХЛ1. Диапазон рабочих температур -40...+85 °С, маркировка взрывозащиты 1Ex ib IIB T4 Gb по ГОСТ 31610.0-2019, степень защиты IP64 по ГОСТ 14254-2015.

Температуру предусматривается контролировать с помощью преобразователя температуры МТУ-7 с передачей данных по радиоканалу. Климатическое исполнение УХЛ1. Диапазон рабочих температур -40...+85 °С, маркировка взрывозащиты 1Ex ib IIB T4 Gb по ГОСТ 31610.0-2019, степень защиты IP64 по ГОСТ 14254-2015.

Давление предусматривается контролировать с помощью датчика избыточного давления Метран. Диапазон измерений 0...40 МПа, выходной сигнал 4...20мА/HART. Климатическое исполнение УХЛ2, маркировка взрывозащиты ExiaIICT5 по ГОСТ 31610.0-2019, степень защиты IP65 по ГОСТ 14254-2015.

Для измерения расхода предусматривается ротаметр цельнометаллический электроконтактный, климатическое исполнение УХЛ2, маркировка взрывозащиты 2G EEx ia IICT6 по ГОСТ 31610.0-2019, степень защиты IP65, совместно с конвертером 4-20 мА LoRaWAN Vega ТП-11 с передачей данных по радиоканалу, степень защиты IP65 по ГОСТ 14254-2015.

Для контроля состояния воздушной среды при обслуживании предусматривается газоанализатор портативный переносной ПГА-8. Степень защиты IP54 по ГОСТ 14254-2015, маркировка взрывозащиты 0ExiasIICT4 X по ГОСТ 31610.0-2019.

Манометры, термометры, датчики давления устанавливаются на трубопроводах, с помощью накладных конструкций, предусмотренных маркой ТХ.

Для средств автоматизации с категорией размещения 2 предусмотрен защитный козырек от воздействия прямых солнечных лучей, прямого попадания атмосферных осадков в виде снега и дождя, случайных механических воздействий.

Для измерительных преобразователей с видом взрывозащиты "искробезопасная цепь" в шкафу предусмотрены барьеры искробезопасности.

Проектными решениями предусмотрено информирование оператора о снижении ниже допустимого уровня заряда батарей беспроводных средств автоматизации.

Комплектное программное обеспечение беспроводных датчиков выполняет следующие функции:

- задание режима работы преобразователя и времени его включения
- задание параметров передачи данных по радиоканалу
- проверка состояния элементов питания и содержимого памяти
- считывание полученной информации из устьевого манометра-термометра в ПК

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ	Лист
							5

- экспорт данных в файлы форматов*.txt, *.las, *.csv
- просмотр и распечатка зарегистрированных значений давления и температуры в виде таблиц или графиков

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ

5 Размещение и монтаж приборов, трубных и электрических проводов

Полевые приборы размещаются таким образом, чтобы был обеспечен доступ для обзора и технического обслуживания, а также при необходимости на открытой площадке в защитных кожухах.

Монтаж измерительных приборов и средств автоматизации осуществлять согласно руководству по эксплуатации на данные приборы и средства автоматизации, а также схеме соединения и подключения внешних проводов.

Прокладка кабелей от КУ-2 до аппаратной УКПГ Вознесенский осуществляется:

- по существующим кабельной эстакадам в существующих металлических лотках с крышкой на высоте не менее +2,500 м;
- в траншее на глубине 0,7 м (в месте пересечения с дорогой – с заглублением до 1,0 м) от планировочной отметки с соблюдением п.2.3.83-:2.3.101 главы 2.3. ПУЭ с защитой от механических повреждений при помощи укладки глиняного кирпича в один слой поперек трассы кабелей. В местах пересечения с подземными коммуникациями, площадками и дорогами кабели прокладываются в двустенных гофрированных трубах ДКС.
- по площадкам – открыто, с защитой от механических повреждений, в стальных водогазопроводных трубах.

План межплощадочных кабельных проводов представлен на листе: СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-Ч-003

Для групповой прокладки трасс КИПиА предусматриваются контрольные бронированные кабели, с оболочками из ПВХ пластиката, не распространяющего горение, с низким дымо- и газовыделением – нг (А)-LS.

Аналоговые сигналы передаются с помощью экранированных кабелей отдельно от цепей сигналов управления и сигнализации.

При прокладке кабелей КИПиА в траншее совместно с силовыми кабелями необходимо выдержать расстояние между кабелями КИПиА и силовыми кабелями не менее 250 мм.

Концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля (за исключением цепей со средствами автоматизации с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь») во взрывоопасной зоне заземляют или соответствующим образом изолируют с помощью концевой заделки. Для концевой заделки кабеля применяются заделки с термоусаживаемыми материалами или другие способы заделки, обеспечивающие их механическую защиту.

Каждая неиспользуемая жила в многожильном кабеле с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь», прокладываемых во взрывоопасных зонах должна быть соответствующим образом изолирована от земли и от других жил с обоих концов за счет использования соответствующих концевых заделок, или в случае, если другие цепи в многожильном кабеле имеют заземление, должна быть соединена с точкой заземления, используемой для заземления любых искробезопасных цепей в том же кабеле, но ее следует должным образом изолировать от земли и от других жил на другом конце за счет использования соответствующих концевых заделок.

Сечения жил кабелей, прокладываемых во взрывоопасных зонах - для искробезопасных цепей 0,5 мм², для цепей управления, сигнализации, измерения, блокировки 0,75 мм².

5.1 Заземление

Электрооборудование, защитные трубы для прокладки кабелей заземляются согласно ПУЭ.

Металлическую броню кабелей, водогазопроводные трубы для защиты электропроводок в начале и конце электрических трасс присоединить к контуру защитного заземления, предусмотренного электротехнической частью проекта, или к защитному проводнику (РЕ-проводнику).

В соответствии с положениями СП 77.13330, ГОСТ 12.1.030, ПУЭ и ГОСТ Р 50571.5.54-2011 проектом предусмотрено заземление на общий контур заземления всех металлических нетоковедущих частей электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Лист
									7
СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ									

Корпуса приборов заземлены в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей и СП 77.13330. Каждый корпус прибора, подлежащий заземлению, присоединяется к сети заземления при помощи отдельного ответвления. Последовательное заземление не допускается.

Соединение заземляющих и нулевых защитных проводников выполняется болтовым соединением. Контактные соединения в цепи заземления должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434-82.

Во взрывоопасных зонах заземление осуществляется непосредственно на полосу контура заземления. Заземление через металлоконструкции, подключенные к контуру заземления, не допускается.

Экраны кабелей заземляются со стороны контроллера АСУ ТП, если иное не оговорено в инструкции производителя КИПиА. Со стороны приборов экраны необходимо свернуть и заизолировать.

Металлические оболочки и броня контрольных кабелей должны быть соединены между собой гибким медным проводом, а также с металлическими корпусами муфт и металлическими опорными конструкциями. Сечение заземляющих проводников для контрольных кабелей должно быть не менее 6 мм².

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ	8

6 Мероприятия по безопасной эксплуатации систем инженерно-технического обеспечения

Проверку состояния, монтажа и условий применения СИ проводят в соответствии с их эксплуатационной документацией. Рабочие эталоны и оборудование, используемое для проведения поверки (калибровки) СИ, должно соответствовать требованиям методик поверки.

6.1 Ежемесячное ТО системы

При проведении ежемесячного ТО объектовой системы автоматического мониторинга состояния конструкций и оборудования инженерных систем здания или сооружения (далее - система мониторинга) должны быть выполнены следующие работы:

- ознакомление с записями в эксплуатационной документации на систему мониторинга, их анализ, ознакомление с данными электронных журналов событий и журналов отказов, сохраненных в памяти устройств и (или) в компьютерной базе данных, анализ данных, определение действий, требующих повышенного внимания;
- проверка выполнения основных функций системы на автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора системы мониторинга, при обнаружении несоответствия - проведение анализа причины несоответствия и локализация его источника;
- внешний осмотр и проверка технического состояния оборудования на АРМ оператора: главного компьютера системы мониторинга, модуля сопряжения с пультами АРМ операторов объектовых диспетчерских пунктов; модулей сопряжения с периферийными средствами мониторинга (концентраторами, анализаторами сигналов, приемниками/передатчиками активных и пассивных линейных и точечных датчиков состояния конструкций, наружной и внутренней среды, модулями обхода) - если перечисленные технические средства предусмотрены проектом на систему;
- проверка правильности подключения кабелей электропитания и надежности контактов в электрических щитах, укрепление контактов (при необходимости);
- проверка надежности подключения шин заземления;
- проверка значений напряжений на выходных клеммах источников электропитания, клеммах аккумуляторных батарей источника(ов) бесперебойного электропитания;
- проверка надежности кабельных соединений оборудования, в случае обнаружения обрыва проводника или короткого замыкания - устранение неисправности на месте;
- внешний осмотр и проверка технического состояния периферийных средств мониторинга, пылевлагозащитных оболочек, вводов и кабельных соединений;
- внешний осмотр, проверка технического состояния источников электропитания периферийных средств, в том числе источников бесперебойного электропитания и значений напряжений на их выходах и клеммах аккумуляторных батарей;
- проверка правильности функционирования всей системы, включая модуль сопряжения с внешними (муниципальными, региональными, центральными) системами мониторинга;
- тестирование программного обеспечения системы тестовыми программами (при их наличии и если это предусмотрено эксплуатационной документацией на систему);
- чистка и заправка расходными материалами печатающих устройств (при необходимости);
- удаление загрязнений на рабочих поверхностях органов индикации, управления и т.п. с использованием специальных жидкостей и (или) аэрозолей в соответствии с инструкциями изготовителей устройств;
- удаление с жесткого диска компьютера программ, не имеющих отношения к работе системы, в случае необходимости - переустановка программного обеспечения системы при сохранении архивных данных, относящихся к документации и работе системы;
- подготовка и оформление текущей документации по ТО и ТР системы.

6.2 Годовое ТО системы

При проведении годового ТО системы мониторинга должны быть выполнены работы, перечисленные в 6.1, а также должна быть проведена проверка продолжительности действия системы мониторинга при отключении основного источника электропитания, при обнаружении несоответствия требованиям технической документации на систему - замена аккумуляторных батарей и повторная проверка.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

7 Перечень принятых сокращений

АРМ - автоматизированное рабочее место

КИПиА - контрольно-измерительные приборы и автоматика

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическими процессами

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ

8 Приложения

Приложение А

Ведомость основного оборудования

Поз.	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, ГОСТ	Завод– изготовитель	Ед. изм.	Кол.
Приборы и монтажные элементы					
TG-1.1 ... TG-1.4	Термометр биметаллический показывающий среда-газ; Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: УХЛ2 (диапазон рабочих температур –60...+50), Степень защиты IP54 по ГОСТ 14254-2015.	ТБ-2Р (или аналог)		шт.	4
PG-1.1 PG-1.3	Манометр показывающий, класс точности 1,0, радиальный штуцер, без фланца, предел измерений 0...40 МПа, Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: У2 (диапазон рабочих температур -50 до +60 °С), Степень защиты IP53 по ГОСТ 14254-2015, среда-газ	МП4-У (или аналог)		шт.	2
PG-1.2 PG-1.4 ... PG-1.8 PG-1.11 ... PG-1.14	Манометр показывающий, класс точности 1,0, радиальный штуцер, без фланца, предел измерений 0...25 МПа, Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: У2 (диапазон рабочих температур -50 до +60 °С), Степень защиты IP53 по ГОСТ 14254-2015, среда-газ	МП4-У (или аналог)		шт.	10
PG-1.9 PG-1.10	Манометр показывающий, класс точности 1,0, радиальный штуцер, без фланца, предел измерений 0...40 МПа, Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: У2 (диапазон рабочих температур -50 до +60 °С), Степень защиты IP53 по ГОСТ 14254-2015, среда-газ	МП4-У (или аналог)		шт.	2
UP-1.1 UP-1.3	Универсальный манометр-термометр, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0...40 МПа, Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: УХЛ1; Диапазон рабочих температур -40...+85 °С, Маркировка взрывозащиты 1Ex ib IIB T4 Gb, по ГОСТ 31610.0-2019; Степень защиты IP64 по ГОСТ 14254-2015, Длина измерительной части датчика температуры- 160 мм, среда - газ	МТУ-6 (или аналог)		шт.	2
UP-1.2 UP-1.4	Универсальный манометр-термометр, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: УХЛ1;	МТУ-6 (или аналог)		шт.	2

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ

Лист

11

Изм. Кол.уч. Лист №док. Подп. Дата

	диапазон измерений по давлению 0...25 МПа, Диапазон рабочих температур - 40...+85 °С, Маркировка взрывозащиты 1Ex ib IIB T4 Gb, по ГОСТ 31610.0-2019; Степень защиты IP64 по ГОСТ 14254-2015, Длина измерительной части датчика температуры- 160 мм, среда - газ				
UT-1.1 UT-1.3	Универсальный манометр-термометр, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0...40 МПа, Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: УХЛ1; Диапазон рабочих температур - 40...+85 °С, Маркировка взрывозащиты 1Ex ib IIB T4 Gb, по ГОСТ 31610.0-2019; Степень защиты IP64 по ГОСТ 14254-2015, Длина измерительной части датчика температуры- 160 мм, среда - газ	МТУ-7 (или аналог)		шт.	2
UT-1.2 UT-1.4	Универсальный манометр-термометр, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0...25 МПа, Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: УХЛ1; Диапазон рабочих температур - 40...+85 °С, Маркировка взрывозащиты 1Ex ib IIB T4 Gb, по ГОСТ 31610.0-2019; Степень защиты IP64 по ГОСТ 14254-2015, Длина измерительной части датчика температуры- 160 мм, среда - газ	МТУ-7 (или аналог)		шт.	2
РТ-1.6 РТ-1.7	Универсальный манометр-термометр, наличие радиоканала, без датчика температуры, Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: УХЛ1; Диапазон измерений по давлению 0...40 МПа, Маркировка взрывозащиты 1Ex ib IIB T4 Gb, по ГОСТ 31610.0-2019; Степень защиты IP64 по ГОСТ 14254-2015, среда - метанол	МТУ-6 (или аналог)		шт.	2
PGT-7	Датчик избыточного давления Метран 150TG, диапазон измерений 0...40 МПа, выходной сигнал 4...20мА/HART, Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: УХЛ1; Маркировка взрывозащиты ExialICT5 по ГОСТ 31610.0-2019, Степень защиты IP66 по ГОСТ 14254-2015, среда - метанол	Метран 150TG (или аналог)		шт.	1

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ

Лист

12

FE-1.1	Ротаметр цельнометаллический электроконтактный, выходной сигнал 4...20mA/HART, Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: УХЛ1; Маркировка взрывозащиты 2G EEx ia IIC T6 по ГОСТ 31610.0-2019, Степени защиты IP65 по ГОСТ 14254-2015, среда - метанол	модель BGF (или аналог)		шт.	1
FT-1.1	Конвертер 4-20mA LoRaWAN Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69: УХЛ1; Степени защиты IP65 по ГОСТ 14254-2015	Вега ТП-11 (или аналог)		шт.	1
QA-1.1	Газоанализатор переносной Степени защиты IP54 по ГОСТ 14254-2015, Маркировка взрывозащиты 0Exia IIC T4 X по ГОСТ 31610.0-2019	ПГА-8 (или аналог)		шт.	1

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ

Лист

13

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений								
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных				
1	-	Все	-	-	12	01-23	<i>дегф</i>	02.06.23
2	-	Все	-	-	12	02-23	<i>дегф</i>	30.06.23

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

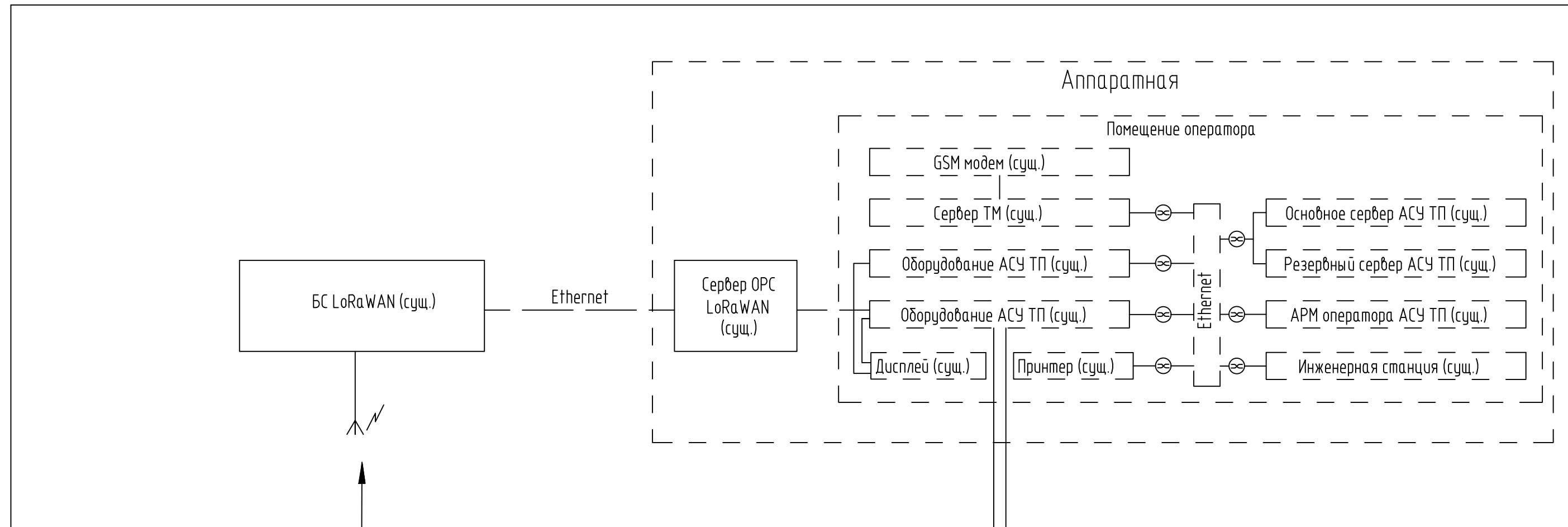
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-ТЧ

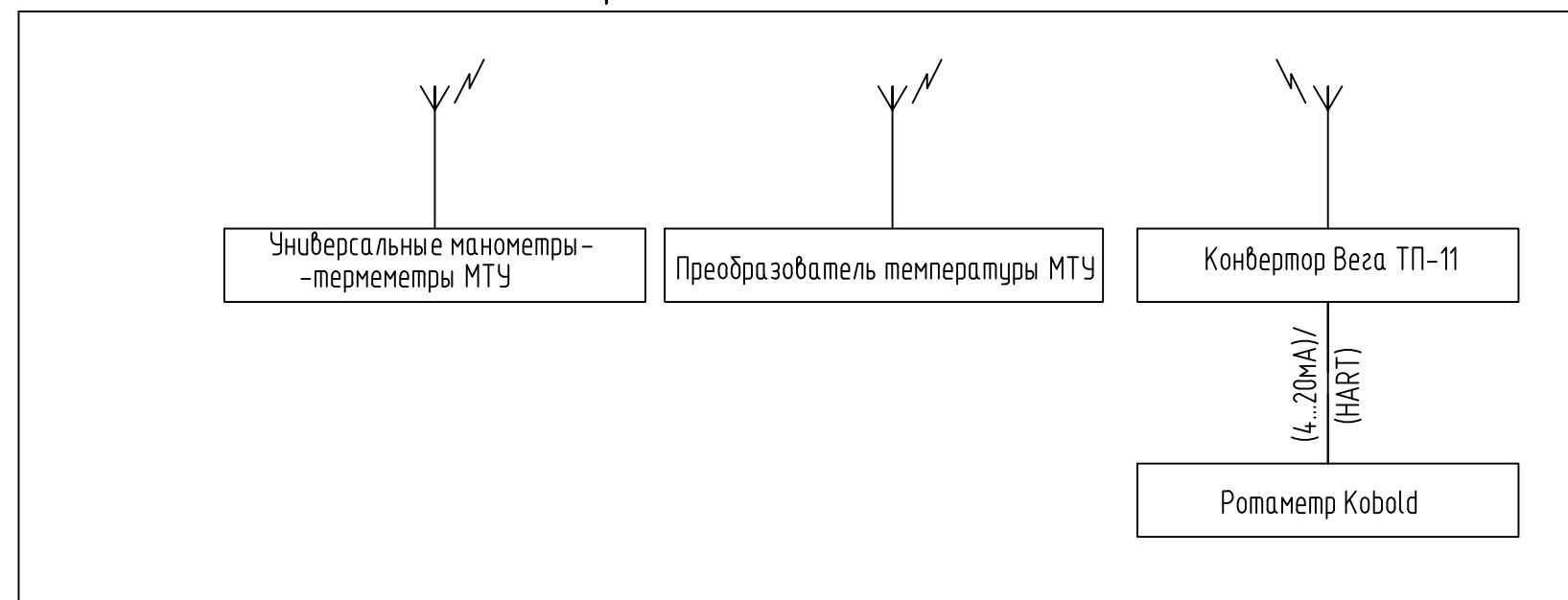
Лист

14

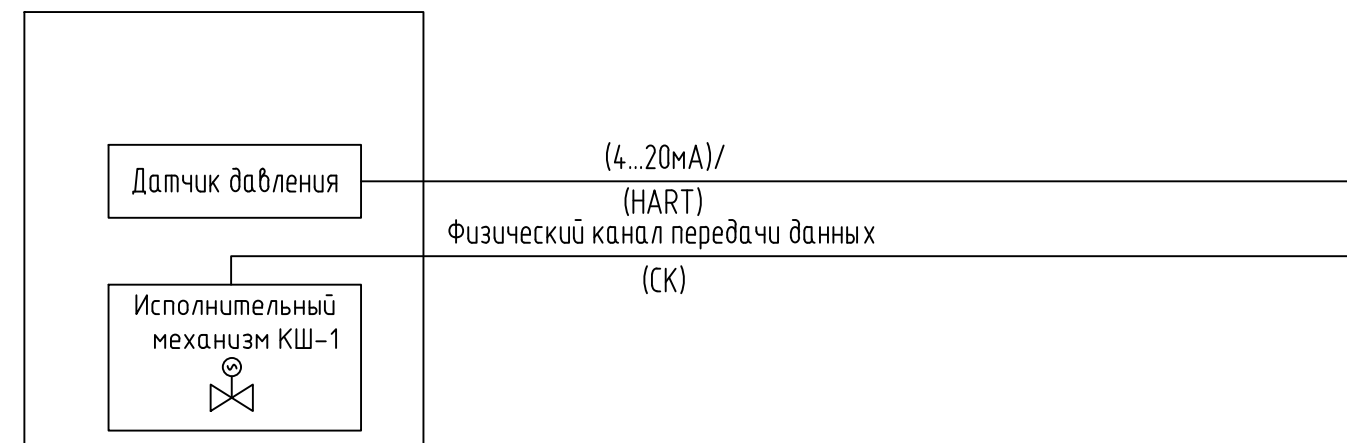
УКПГ Вознесенский



Площадка скважины №1
Куговского месторождения



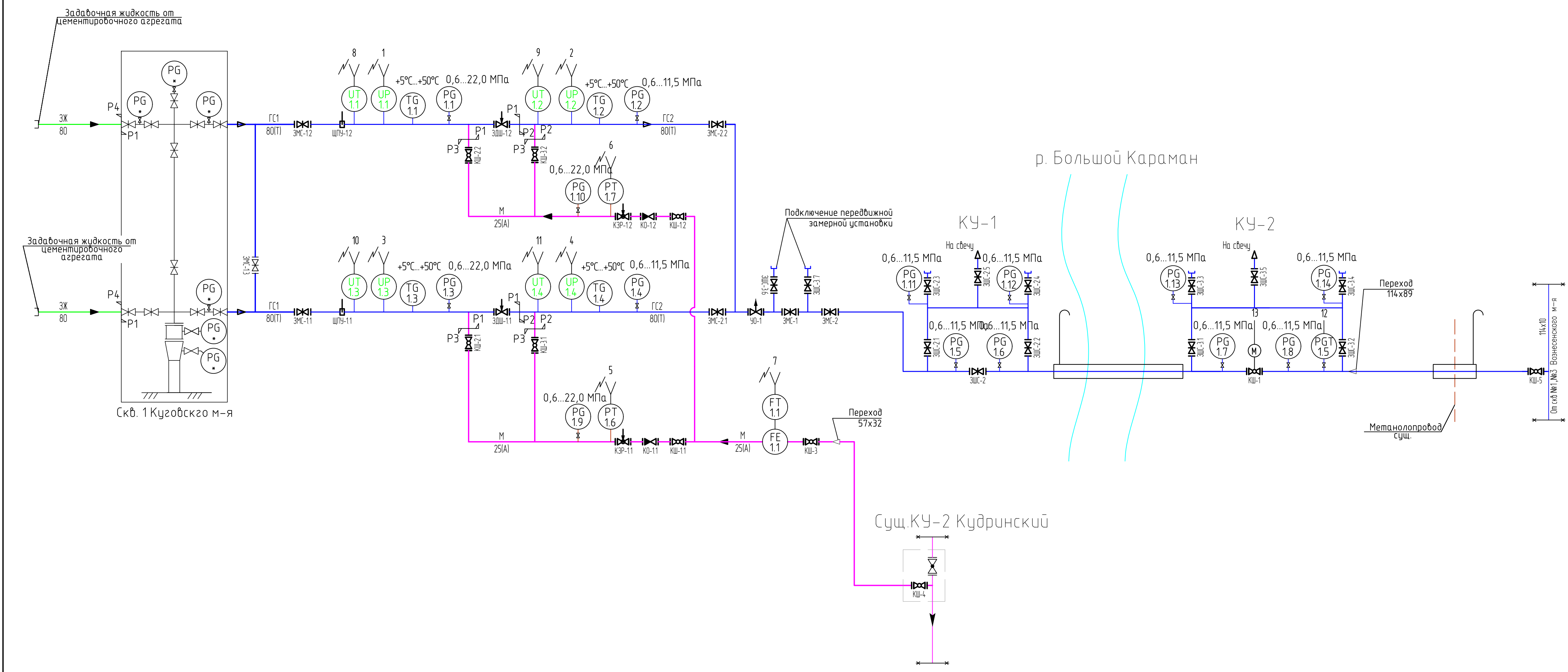
Площадка КУ-2 Кудринского
месторождения



1 Пунктирной линией показано существующее оборудование.
2 Условные сокращения:
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
АРМ – автоматизированное рабочее место;

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-Ч-001						
2	-	Зам.	02-23	<i>[Signature]</i>	30.06.23	Куговское месторождение. Обустройство скважины №1
1	-	Зам.	01-23	<i>[Signature]</i>	02.06.23	
Изм.	Кол.ч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Раздел 4 "Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру личного объекта", Подраздел 5 "Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений", Часть 7 "Технологические решения", Книга 3 "Автоматизация комплексная"
Разраб.	Филатова			<i>[Signature]</i>	30.06.23	
Проверил	Павлов			<i>[Signature]</i>	30.06.23	Стадия
						Лист
						Листов
						П
						1
						Листов
Н. контр.	Шешунова			<i>[Signature]</i>	30.06.23	I этап строительства. Схема структурная
ГИП	Кузнецов			<i>[Signature]</i>	30.06.23	
000 "СВЗК"						

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



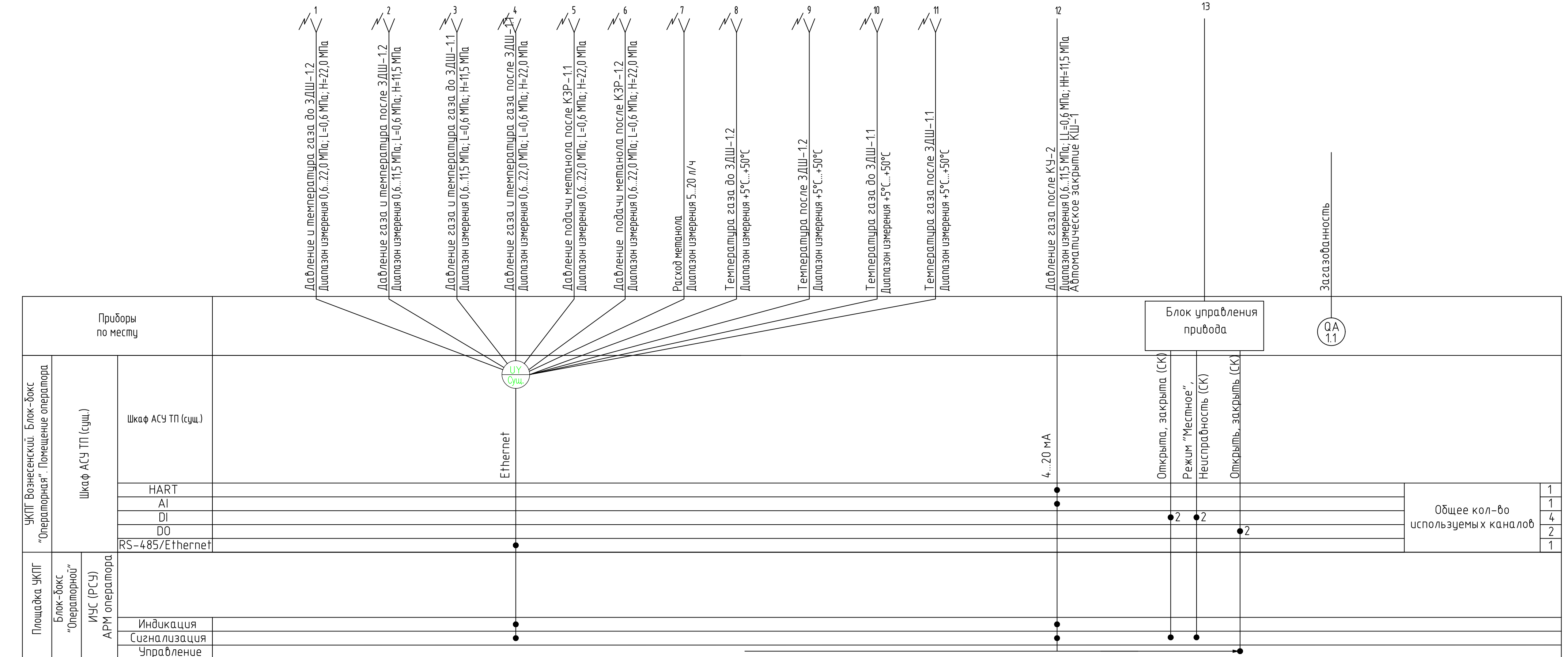
Участки по давлению

Обозначение	Рабочее давление, МПа	Номинальное давление, МПа
P1	21,0	25,0
P2	10,5	25,0
P3	21,0	25,0
P4	26,0	26,0

Условные обозначения и изображения

Обозначение, изображение	Наименование
—	Граница оборудования
ГЦ1	Трубопровод газа от скважины №1 до ЗДШ-1
ГЦ2	Трубопровод газа от ЗДШ-1 на УКПГ
ЗЖ	Трубопровод заводочной жидкости
М	Трубопровод метанола
П1	Трубопровод в теплоизоляции
И1	Трубопровод в антикоррозионной изоляции
→	Направление потока газа, жидкости
—	Быстроразъемное соединение
КР-1	Кран шаровый с ручным приводом
КР-2	Задвижка шиберная с ручным приводом
КР-3	Задвижка шиберная маслянополосная с ручным приводом
КР-4	Задвижка дисковая штифтовая (регулятор давления механический)
КР-5	Клапан обратный
КР-6	Устройство отсекающее
КР-7	Щелевое проботворное устройство
КР-8	Счетчик жидкости
КР-9	Клапан запорно-регулирующий
КР-10	Граница участков по давлению
Контрольно-измерительные приборы	
○	Прибор для измерения давления показывающий, установленный по месту
○	Прибор для измерения температуры показывающий, установленный по месту
○	Датчик давления с дистанционной передачей показаний
○	Универсальный манометр-термометр, датчик температуры расположен в корпусе

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
TG-11	Термометр биметаллический показывающий ТБ-2Р	4	
TG-14	среда - газ		
PG-11	Манометр показывающий МП4-У, класс точности 1,0, радиальный штуцер, без фланца, диапазон шкалы прибора 0..40 МПа, IP65, среда - газ	2	
PG-12	Манометр показывающий МП4-У, класс точности 1,0, радиальный штуцер, без фланца, диапазон шкалы прибора 0..25 МПа, IP65, среда - газ	10	
PG-13	Манометр показывающий МП4-У, класс точности 1,0, радиальный штуцер, без фланца, диапазон шкалы прибора 0..40 МПа, IP65, среда - метанол	2	
PG-14	Преобразователь температуры МТЧ-7, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..40 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - газ	2	
PG-15	Преобразователь температуры МТЧ-7, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..25 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - газ	2	
PG-16	Универсальный манометр-термометр МТЧ-6, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..40 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - газ	2	
PG-17	Универсальный манометр-термометр МТЧ-6, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..40 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - метанол	1	
PG-18	Ротаметр цельнометаллический электроконтактный ВГФ, выходной сигнал 4..20мА/HART, исполнение - взрывозащитное, среда - метанол	1	
PG-19	Манометр показывающий МП4-У, класс точности 1,0, радиальный штуцер, без фланца, диапазон шкалы прибора 0..40 МПа, IP65, среда - метанол	2	
PG-20	Манометр показывающий МП4-У, класс точности 1,0, радиальный штуцер, без фланца, диапазон шкалы прибора 0..40 МПа, IP65, среда - метанол	2	
UT-11	Преобразователь температуры МТЧ-7, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..40 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - газ	2	
UT-12	Преобразователь температуры МТЧ-7, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..25 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - газ	2	
UT-13	Преобразователь температуры МТЧ-7, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..40 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - газ	2	
UT-14	Преобразователь температуры МТЧ-7, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..25 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - газ	2	
UP-11	Универсальный манометр-термометр МТЧ-6, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..40 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - газ	2	
UP-12	Универсальный манометр-термометр МТЧ-6, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..40 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - метанол	2	
UP-13	Универсальный манометр-термометр МТЧ-6, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..40 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - метанол	2	
UP-14	Универсальный манометр-термометр МТЧ-6, наличие радиоканала, датчик температуры расположен в корпусе, диапазон измерений по давлению 0..40 МПа, диапазон рабочих температур -40..+85 °С, длина измерительной части датчика температуры - 160мм, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - метанол	2	
PT-16	Датчик избыточного давления Метран 150ТБ, диапазон измерений 0..40 МПа, выходной сигнал 4..20мА/HART, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - газ	1	
PT-17	Датчик избыточного давления Метран 150ТБ, диапазон измерений 0..40 МПа, выходной сигнал 4..20мА/HART, вид взрывозащиты Ex ib IIB T4 GB, среда - газ	1	
PGT-15	Ротаметр цельнометаллический электроконтактный ВГФ, выходной сигнал 4..20мА/HART, исполнение - взрывозащитное, среда - метанол	1	
FE-11	Конвертер 4-20мА LoRaWAN Beza TP-11	1	
FT-11	Газоанализатор переносной ПА-8	1	
GA-11	База станции LoRaWAN	1	Сущ.



1 Схема автоматизации выполнена на основании схемы технологической принципиальной раздела "Технологические решения".
 2 Автоматизация газовой скважины выполнена в соответствии с рекомендациями СПО "Автоматизированные системы управления технологическими процессами Требования по объемам автоматизации", с учетом требований Заказчика.
 3 Оборудование поставляется комплектом с арматурой фантомной.
 4 Условные сокращения:
 ИУС - информационно-управляющая система;
 РСУ - распределенная система управления технологическим процессом;
 АРМ оператора - автоматизированное рабочее место оператора.
 5 Модули с каналами прохождения сигнала:
 AI- входной сигнал 4..20мА от датчика,
 HART- входной сигнал HART от датчика,
 DI- входной дискретный сигнал от датчика типа "сухой" контакт;
 DO- выходной сигнал типа "сухой" нормально открытый/закрытый контакт

СНД/2021-0455-П-ИЛ05-09-Ч-002			
1	Зам.	01-23	02.06.23
Изм.	Лист	№ док.	Дата
Рябов	Филова	01-23	02.06.23
Пробир	Павлов	01-23	02.06.23
Н. контр.	Щещинова	02.06.23	02.06.23
ГИП	Кузнецов	02.06.23	02.06.23

Кузобское месторождение. Оборудование скважины №1

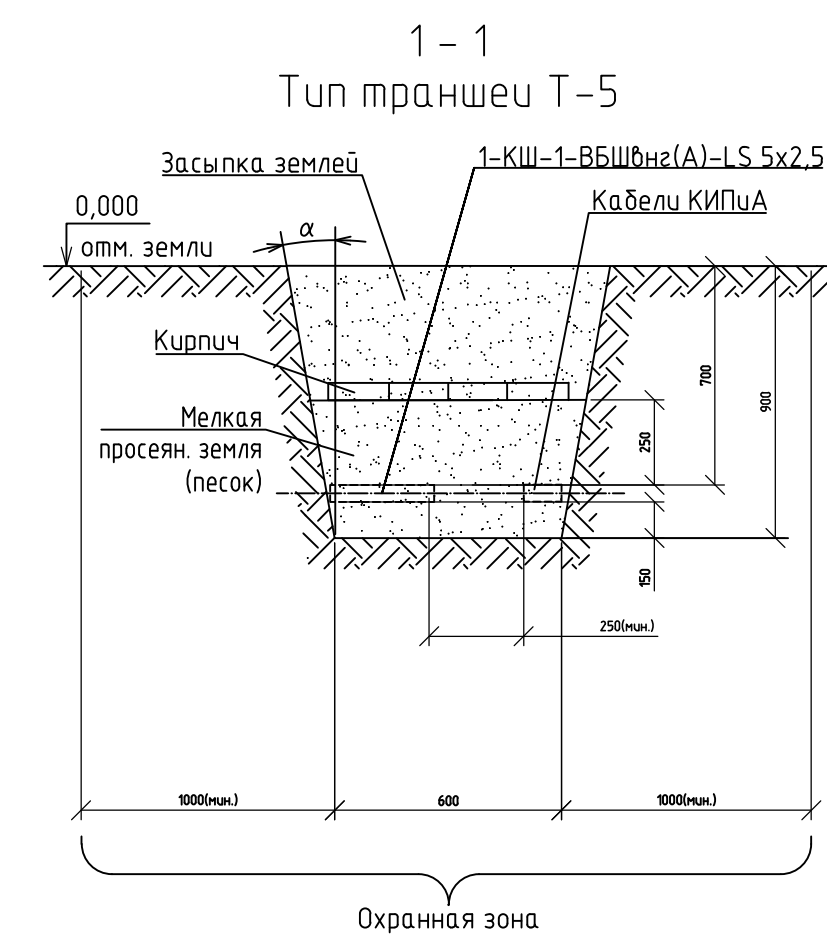
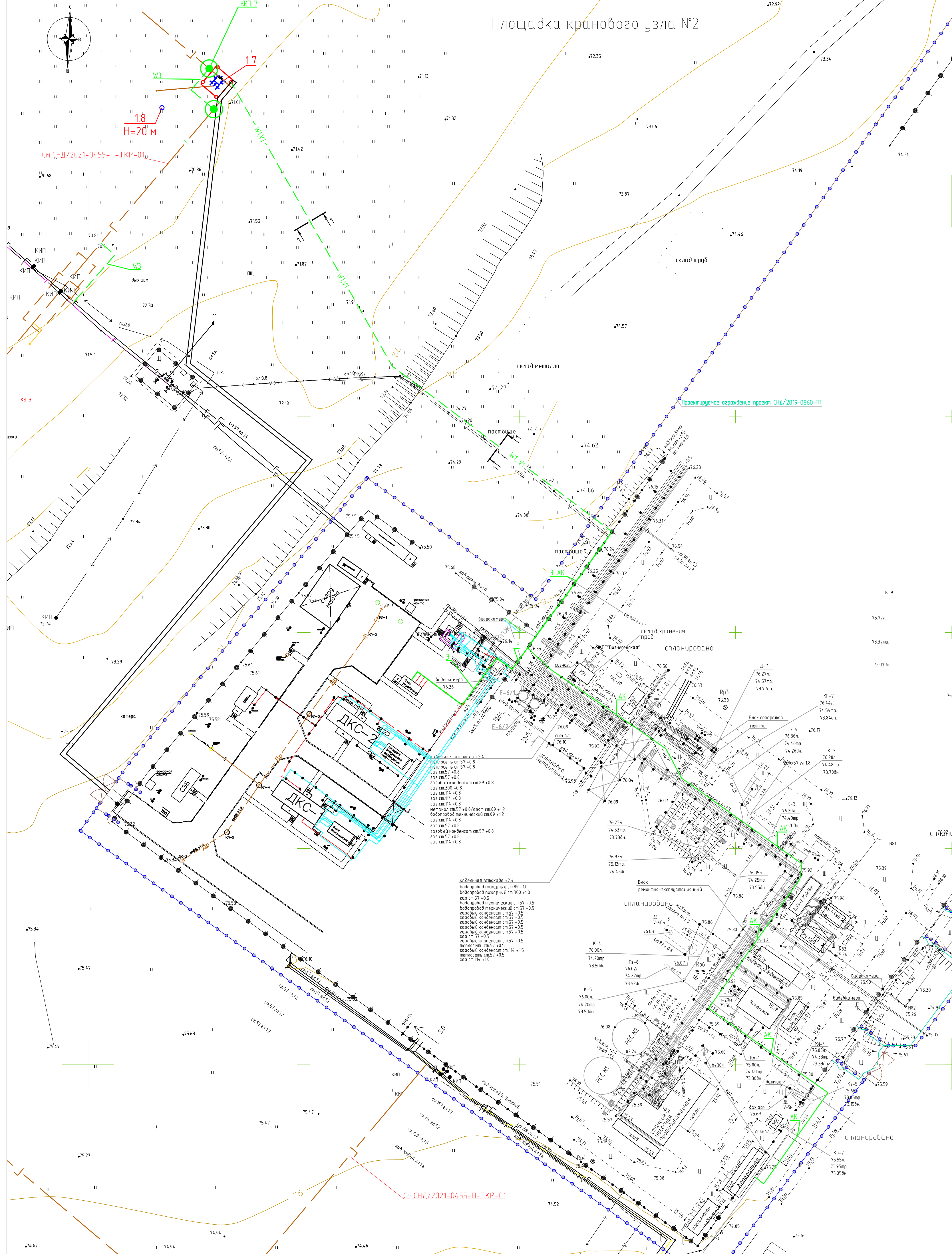
1 этап строительства.
 Функциональная схема автоматизации

000 "СВЗК"

СНД_2021-0455-П-ИЛ05-09-Ч-002-RC02.dwg

Имя файла: Пабли и дата: Вых. шаг: X: Согласованное

Площадка кранового узла №2

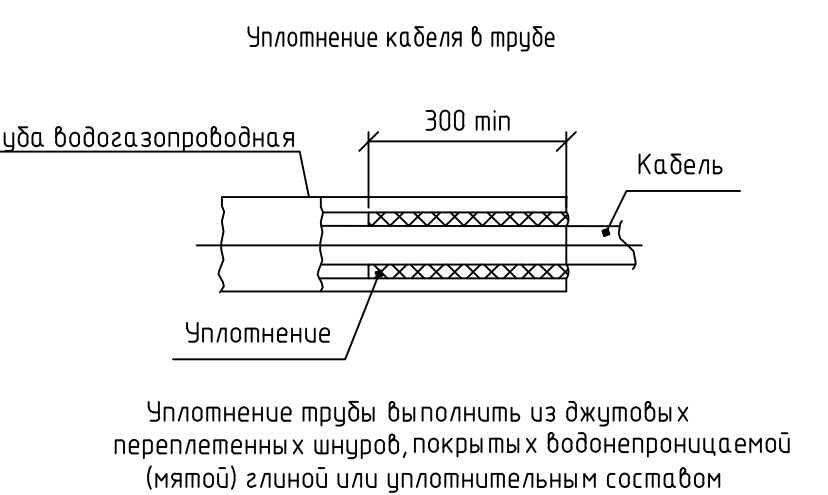
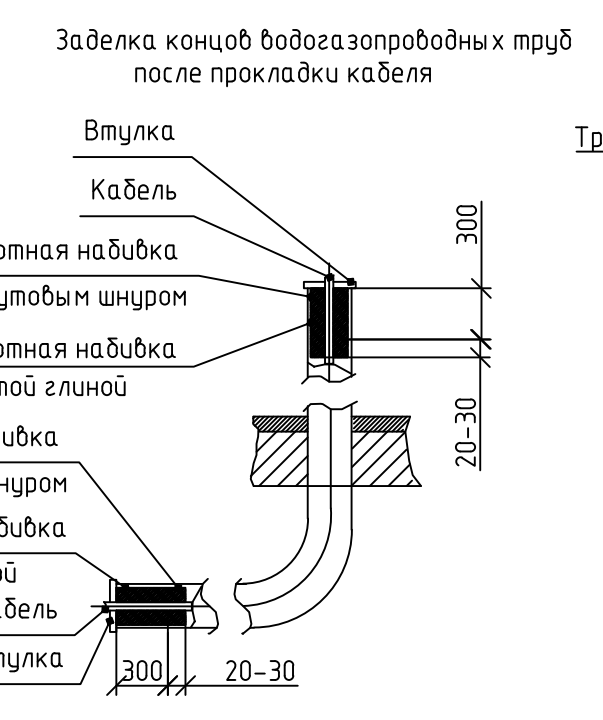


Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые сооружения		
1.1	Приустьевая площадка газовой скважины	
1.2	Площадка обслуживания	
1.3	Площадка под ремонтный агрегат	
1.4	Пожарный щит, 2 шт.	
1.5	Аншлаз	
1.6	Пост управления кнопочный (ПКУ)	
1.7	Площадка кранового узла, 2 шт.	
1.8	Молниеотвод, 2 шт.	

Условные обозначения

- Проектируемые здания и сооружения
- Существующие здания и сооружения
- Проектируемые автодороги и подъезды
- Существующие автодороги
- Существующие откосы
- Проектируемые откосы
- Проектируемое ограждение
- Проектируемый газопровод
- Проектируемый метанолопровод
- Проектируемый электрический кабель до 1 кВ (подземный)
- Проектируемый кабель КИПиА (подземный)
- Проектируемый электрический кабель до 1 кВ (по эстакаде)
- Проектируемый кабель КИПиА (по эстакаде)
- Проектируемый кабель СКЗ (подземный)



- Примечание:
- Направление и отметки трасс уточнить при выполнении работ.
 - Прокладка кабелей КИПиА от площадки кранового узла КУ-2 до площадки УКПГ осуществляется:
 - в траншее на глубине -0,700 м с соблюдением п.2.3.83+2.3.101 главы 2.3 ПУЭ (в месте пересечения с дорожкой с заглублением до -1,000 м) от планировочной отметки земли;
 - по существующей эстакаде в существующих лотках на высоте не менее +2,500 м.
 - План рассматривать совместно со схемой внешних пробонок;
 - Условные обозначения приняты по ГОСТ 21210-2014;
 - Материалы для трудной прокладки кабелей, рукав металлополимерный для механической защиты кабелей в месте электрического подключения средств автоматизации указаны на схеме внешних пробонок;
 - Объем и материалы при совместной прокладке в траншее кабелей КИП и А и силовых кабелей учтены в наряде ЭС;
 - При совместной прокладке кабелей следует руководствоваться минимальными расстояниями между кабелями согласно НТД.
 - При входе кабелей в здание операторной использовать существующий кабельный ввод.
 - После прокладки кабелей в лотке через строительный проем, пространство в кабельном проходе уплотнить негорючим легкоразрушаемым материалом с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости ограждающей конструкции.

СНД/2021-0455-П-ИЛО5-09-Ч-003				Кузбасское месторождение. Обустройство скважины №1.		
Этап 1				Статус		
1	Изм.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Листов
Разработал	Филатова	02.06.23				3
Проверил	Павлов	02.06.23				
План межплощадочных кабельных пробонок				000 "СВЗК"		
Н. контр.	Шешунова	02.06.23				
ГИП	Кузнецов	02.06.23				