



ООО "НГ-ПроектСервис"

**Регистрационный номер в государственном реестре
саморегулируемых организаций:
СРО-П-023-10092009,
Член СРО с 16 ноября 2017 г.**

Заказчик – ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

**«Обустройство кустов скважин №№ 91, 92
Олимпийского лицензионного участка.
Площадка скважин № 91. Сква. 9103»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Подраздел 7. Технологические решения.
Часть 2. Системы автоматизации технологических процессов**

0574-22-9103-ИОС7.2



ООО "НГ-ПроектСервис"

**Регистрационный номер в государственном реестре
саморегулируемых организаций:
СРО-П-023-10092009,
Член СРО с 16 ноября 2017 г.**

Заказчик – ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

**«Обустройство кустов скважин №№ 91, 92
Олимпийского лицензионного участка.
Площадка скважин № 91. Скв. 9103»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Подраздел 7. Технологические решения.
Часть 2. Системы автоматизации технологических процессов**

0574-22-9103-ИОС7.2

Директор

А.А. Зорин

2022

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

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
0574-22-9103-ИОС7.2-С	Содержание тома 5.7.2	2
0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ	Подраздел 7. Технологические решения. Книга 2. Системы автоматизации технологических процессов. Текстовая часть	3
0574-22-9103-ИОС7.2.ГЧ.1	Структурная схема комплекса технических средств	19
0574-22-9103-ИОС7.2.ГЧ.2	Схема автоматизации	20
0574-22-9103-ИОС7.2.ГЧ.3	План расположения оборудования и прокладки кабельных трасс (М1:500)	22

Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	
									Разработал
Проверил	Марченко				26.01.23				
Н.контроль	Брагин				26.01.23				
ГИП	Зорин				26.01.23				
0574-22-9103-ИОС7.2-С									
Содержание тома 5.7.2							Стадия	Лист	Листов
							П		1
							ООО «НГ-ПроектСервис» г. Томск		

Содержание

1	Общие сведения.....	3
2	Список используемых сокращений	4
3	Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции.....	5
4	Автоматизированная система управления технологическим процессом	6
1.1	Цели создания системы АСУ ТП.....	6
1.2	Структура контроля и управления.....	6
1.3	Комплекс технических средств систем автоматизации.....	9
1.4	Размещение и монтаж комплекса технических средств автоматизации	11
1.5	Основные решения по сетям контроля и управления.....	12
1.6	Охрана труда и техника безопасности	13
1.7	Электропитание	14
5	Перечень законодательных актов РФ и нормативно-технических документов	15

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.			Лист
						0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ	2
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Проектная документация разработана Компанией ООО «НГ-ПроектСервис» в соответствии с заданием на проектирование, требованиями действующих технических регламентов, стандартов, сводов правил, других документов, содержащих установленные требования.

1 Общие сведения

Проектная документация выполнена на основании задания на проектирование для строительства объекта «Обустройство кустов скважин N°N° 91, 92 Олимпийского лицензионного участка. Площадка скважин №91 скв.9103», утвержденное Генеральным директором ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» С.М. Васильевым.

В данной проектной документации даны технические решения по автоматизации объектов площадки куста скважин №91 Олимпийского участка.

Объектом автоматизации является скважина 9103.

Объект автоматизации расположен в Тюменской области, Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа.

Заказчик - ООО «НОВАТЭК - ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ».

Проектная организация – ООО «НГ-ПроектСервис», г.Томск.

В климатическом отношении район работ расположен в умеренном климатическом поясе, Континентальной Западно-Сибирской (лесной) области.

Согласно СП 131.13330.2016 температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью:

- 92 % составляет минус 50 °С;
- 98 % составляет минус 54 °С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью:

- 92 % составляет минус 47 °С;
- 98 % составляет минус 49 °С.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ						
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

2 Список используемых сокращений

АБ – арматурный блок;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

ВИЭ – возобновляемые источники электроэнергии.

ИБП – источник бесперебойного питания;

КЗ – контроль загазованности;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КПТМ – контрольный пункт телемеханики;

ЛСА – локальная система автоматизации;

НКПРП – нижний концентрационный предел распространения пламени;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПО – программное обеспечение;

ПУ – пункт управления;

СТМ – система телемеханики.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ	
							4

3 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции

Проектом предусмотрено обустройство куста скважин №91 (в части скважины 9103) для добычи нефти на Олимпийском лицензионном участке.

Количество скважин на площадке куста №91 - 3 скважины. Скважины 9101, 9102 существующие, скважина 9103 проектируемая. Строительство скважины 9103 будет выполняться в один этап.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ	5

4 Автоматизированная система управления технологическим процессом

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) предназначена для сбора данных о технологическом процессе добычи и непосредственного управления технологическим оборудованием скважины.

1.1 Цели создания системы АСУ ТП

Система АСУ ТП предназначена для дистанционного контроля и управления технологическими процессами добычи газа.

Система АСУ ТП предназначена для поддержания оптимальных режимов работы технологических объектов кустовых площадок, экономичной и безаварийной работы оборудования, а также для экологической защиты от воздействия на окружающую среду вредных производственных факторов, возникающих как следствие нарушения режима работы или аварии. Система АСУ ТП создана для улучшения условий работы оператора и обслуживающего персонала.

Целью разработки системы АСУ ТП на базе микропроцессорной техники является повышение качества и оперативности принятия решений по управлению технологическими объектами, включая:

- непрерывный диспетчерский контроль за технологическими процессами на основе представления технологической информации в реальном масштабе времени;
- оперативное обнаружение и предотвращение аварийных ситуаций на технологических объектах площадки;
- повышение надежности, в том числе:
- дистанционное управление технологическими объектами площадок;
- локализация внештатных ситуаций.
- снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт технологического оборудования;
- минимизация простоев оборудования.

1.2 Структура контроля и управления

Структурная схема АСУ ТП отражает информационное взаимодействие между компонентами системы и подсистем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Структурная схема АСУ ТП для кустовой скважин 2 представлена в 0574-22-9103-ИОС7.2.ГЧ.1.

АСУ ТП предусматривает трехуровневую иерархическую систему управления, обеспечивающую контроль и управление объектами автоматизации.

К нижнему уровню АСУ ТП относятся:

- первичные средства измерения и датчики технологических параметров;
- местные показывающие приборы;
- исполнительные механизмы;
- аппаратура ручного управления и сигнализации.

Нижний уровень обеспечивает:

- первичные измерения технологических параметров;
- контроль состояния технологического оборудования;
- передачу значений технологических параметров и информации о состоянии оборудования на средний уровень системы;
- исполнение команд управления;
- формирование световых и звуковых предупредительных и аварийных сигналов;
- формирование управляющих воздействий с помощью кнопок местного управления.

Средний уровень АСУ ТП обеспечивает:

- сбор информации от датчиков и преобразователей сигналов нижнего уровня;
- фильтрацию, линеаризацию и масштабирование входных аналоговых сигналов;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов;
- автоматическое управление технологическим оборудованием;
- регулирование технологических параметров;
- передачу информации о состоянии объектов в систему отображения (верхний уровень АСУ ТП);
- прием/передачу информации от системы отображения или от сервера ввода/вывода и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы АСУ ТП.

На верхнем уровне управления, с использованием серверов, АРМов и других технических средств должно быть обеспечено выполнение следующих функций:

- сбор информации от технологических объектов;
- обработка и хранение данных;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ	7

- диалоговый человеко-машинный интерфейс с индикацией на дисплеях таблиц и мнемосхем текущего состояния технологического процесса;
- формирование и выдача команд на исполнительные механизмы, т.е. дистанционное управление работой с рабочей станции автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора-диспетчера;
- контроль отработки команд исполнительными механизмами;
- архивирование данных;
- диагностика состояния комплекса технических средств;
- формирование и выдача персоналу учётных и отчётных документов (сменных, суточных и месячных отчетов, аварийных сообщений), протоколирование событий;
- конфигурирование системы;
- обеспечение защитного и привилегированного доступа в соответствии с установленными полномочиями.

Средний уровень системы АСУ ТП обеспечивает стабильное протекание технологических процессов в соответствии с заданными технологическими уставками, автоматическое выполнение алгоритмов управления и блокировок, прием и обработку команд дистанционного управления с вышестоящего уровня, обеспечение противоаварийной защиты объекта управления.

Технические средства среднего уровня строятся на базе аппаратно-программного комплекса с применением микропроцессорной техники.

Средний и верхний уровень существующие и учтен в проекте 2019-051-НТЦ-П-ИОС7.2, ЗАО "ПИРС", г.Омск.

Существующий верхний уровень включает в себя пункт управления системы телемеханики (ПУ СТМ), расположенный в опорной базе промысла (ОБП) Ево-Яхинского ЛУ. ПУ СТМ реализован на базе АРМ оператора СТМ и инженерной станции СТМ с функцией сервера СТМ.

Так же, проектом предусмотрено оборудование АРМ СТМ, которое располагается в операторной СЭБ ЦДГиГК ОЛУ Стерхового месторождения и включает:

- АРМ оператора СТМ с функциями сервера ввода/вывода (основной/резервный);
- сервер БД/ОРС.

Средний уровень состоит из шкафа КПТМ, который выполнен на базе программируемого логического контроллера (ПЛК) СТМ с модулями ввода/вывода и расположен в контролируемом пункте системы телемеханики (КП СТМ) куста скважин.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			8	

Оборудование нижнего уровня проектируемое и включает:

- датчики КИП в устье скважины, которые предназначены для измерения и контроля трубного давления (дистанционно) и давления задавочного раствора (по месту);

- локальную систему автоматизации арматурного блока (АБ).

Арматурный блок поставляется с комплектной локальной системой автоматики (ЛСА) и учтен в разделе 0574-22-9103-ИОС7.1. ЛСА арматурного блока выполняется на базе промышленного контроллера, который размещается во взрывозащищенном шкафу.

Функции ЛСА АБ:

- дистанционный контроль давления, температуры и расхода газа;
- вычисление суммарного объема газа;
- регулирование давления газа;
- закрытие задвижек на линии газа при отклонении значения давления от рабочего на $\pm 10\%$;
- контроль состояния и управления запорно-регулирующей арматурой;
- контроль температуры местный и дистанционный после регулятора для возможности оценки на достаточность подачи метанола с целью снижения гидратообразования.
- контроль загазованности;

ЛСА подключается к существующему шкафу СТМ посредством линий RS-485 (протокол Modbus RTU).

ЛСА блока арматурного должна обеспечивать автоматическую работу основного и вспомогательного оборудования, всех систем без присутствия обслуживающего персонала, а так же принимать сигналы от: расходомера, запорно-регулирующего клапана и блока дозирования ингибитора.

Схемы автоматизации приведена в 0574-22-9103-ИОС7.2.ГЧ.2.

Проектом предусмотрена доработка программного обеспечения (ПО) существующего ПЛК шкафа КПТМ и ПО верхнего уровня АСУ ТП (сервера ввода/вывода и АРМ оператора).

1.3 Комплекс технических средств систем автоматизации

Для объектов применяемые в проекте датчики, преобразователи, исполнительные механизмы выполнены только электрическими и имеют требуемые виды климатического исполнения и взрывозащиты, соответствуют классу взрыво- и пожароопасных зон, категорий и групп взрывоопасных смесей помещений и наружных установок.

Блочно-модульное технологическое оборудование (арматурные блоки) оснащается первичными преобразователями, датчиками и исполнительными механизмами на заводах-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ						
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			9	

изготовителях блоков, там же выполняется монтаж внутриблочных электрических и трубных проводок.

Средства контроля и измерения, устанавливаемые в пределах взрывоопасных зон, имеют сертификаты взрывобезопасности и разрешения на применение Ростехнадзора.

Все приборы и аппараты, расположенные во взрывоопасных зонах класса 2 в соответствии с ПУЭ и ГОСТ 31610.0.0-2019 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования» имеют вид взрывозащиты взрывонепроницаемая оболочка – Exd.

Все средства контроля и измерения входящие в состав измерительного канала должны:

- быть внесены в Государственный реестр средств измерений;
- иметь сертификат об утверждении типа средств измерений и методики поверки (описание типа средств измерения) к данному сертификату;
- иметь подтверждение о действующей поверке (калибровке).

Все средства контроля и измерения входящие в измерительные каналы микропроцессорной системы автоматики, во время эксплуатации должны установленным порядком проходить метрологический контроль.

Маркировки по взрывозащите соответствуют требованиям ПУЭ, ГОСТ 31610.0.0-2019, ГОСТ 30852.13-2002, степени защиты, обеспечиваемые оболочками – по ГОСТ 14254-2015 (МЭК 529-89) не ниже IP 54, климатические исполнения – по ГОСТ 15150-69 не ниже УХЛ1.

Комплекс технических средств соответствует уровню взрывозащиты и температурному классу в соответствии с Федеральным законом 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и ТР ТС 012-2011 о сертификации оборудования во взрывоопасных средах.

Все средства измерений должны быть поверены или откалиброваны в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ.

Все средства измерений должны быть поверены в соответствии с постановлением Правительства РФ от 20.04.2010 № 250 и с учетом Решения коллегии Евразийской экономической комиссии от 26.07.2016 г. № 89.

На кустовых площадках предусмотрена система контроля загазованности воздуха в соответствии с рекомендациями Ростехнадзора, требованиями Приказа Ростехнадзора №533 от 15.12.2020 и ТУ-ГАЗ-86 (п. 1.6).

Все наружные установки, имеющие взрывоопасную зону, оснащены системами контроля и сигнализации довзрывных концентраций газов и паров в воздухе.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ						
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			10	

Первый порог 10% от НКПР – предупредительная сигнализация, световая сигнализация по месту (в соответствии с п. 7.2.11 СП 60.13330.2016, п. 4.5.1.4, 5.2.3 ГОСТ 60079-29-2-2013).

Второй порог 20% от НКПР - аварийная сигнализация, звуковая и световая сигнализация по месту (в соответствии с п. 4.5.1.1 ГОСТ 60079-29-2-2013).

Газоанализаторы поставляются комплектно с арматурными блоками.

При аварийной загазованности или пожаре в арматурном блоке (АБ) выполняется следующий алгоритм противоаварийных защит:

- закрывается соответствующая вводная задвижка Зд1.1;
- аварийный сигнал передается в существующую систему телемеханики (СТМ);
- существующая СТМ обеспечивает закрытие существующих задвижек которые обеспечивают отключение куста скважин от внешних сетей газопроводов;
- СТМ обеспечивает передачу данных о аварийной ситуации и остановке куста скважин на АРМ оператора.

На технологических сетях расположены исполнительные механизмы (регулирующие клапаны, краны с электроприводом).

1.4 Размещение и монтаж комплекса технических средств автоматизации

Средства автоматизации, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются с помощью закладных конструкций, которые предусматриваются и учитываются технологической частью проекта 0574-22-9103-ИОС7.1.

Блочно-модульное технологическое оборудование оснащается первичными преобразователями, датчиками и исполнительными механизмами на заводах-изготовителях блоков, там же выполняется монтаж внутриблочных электрических и трубных проводок.

Обогрев мест отбора КИП, расположенных снаружи зданий, осуществляется за счет электрообогрева и теплоизоляции присоединяемого технологического трубопровода или аппарата. Импульсные трубки для отбора давления снаружи зданий в проекте не применяются.

Существующий шкаф КПТМ располагается в монтажном модуле шкафа СТМ (поз. 9.3 по ГП).

План расположения оборудования и прокладки кабельных трасс приведен в 0574-22-9103-ИОС7.2.ГЧ.3.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ						
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

1.5 Основные решения по сетям контроля и управления

Кабельные проводки от технических средств автоматизации до шкафов выполняются кабелями в соответствии с требованиями главы 2.3 ПУЭ, ГОСТ ИЕС 60079-14-2013, ГОСТ 31565-2012. Кабельные проводки выполняются кабелями типа «витая пара» с медными жилами с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластика пониженной пожарной опасности, экранированный, с низким дымо- и газовыделением типа нг(А)-LS.

В соответствии с требованиями п. 10.2.3 СП 423.1325800.2018 кабельные проводки систем противоаварийных защит выполняются огнестойким кабелем типа нг(А)-FRLS.

Сечение жил проектируемых кабелей для прокладки во взрывоопасных зонах всех классов составляет не менее 1,0 мм², что соответствует требованиям п. 10.2.6 СП 423.1325800.2018 (таблица 10.1).

На площадке куста скважин прокладка кабелей выполняется по кабельным эстакадам. План расположения оборудования и прокладки кабельных трасс на кустовой площадке приведен в 0574-22-9103-ИОС7.2.ГЧ.3.

Подвод кабеля к оборудованию выполняется в металлорукаве. Для закрепления металлорукава на кабельных вводах соединительных коробок и оборудования предусмотрены вводные муфты.

При прокладке кабелей системы автоматизации соблюдаются следующие правила:

- цепи сигналов управления и сигнализации напряжением 220 В переменного тока и напряжением 24 В постоянного тока предусматриваются в разных кабелях;
- аналоговые сигналы передаются с помощью экранированных кабелей отдельно от цепей сигналов управления и сигнализации;
- искробезопасные цепи прокладываются отдельно от искроопасных с помощью экранированных кабелей.

При этом согласно ПУЭ п.2.1.16 контрольные и измерительные цепи, кабели интерфейсных сигналов до 42 В прокладываются в отдельных от цепей выше 42 В коробах.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ						
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Внешние электрические проводки выполняются по основной кабельной эстакаде в защитных коробах, при опуске с кабельных эстакад в местах, доступных неквалифицированному персоналу, в местах возможных механических повреждений и во взрывоопасных помещениях кабели защищены металлорукавом или трубой, согласно ПУЭ п. 2.1.47, 2.3.15, 2.3.134. Прокладка кабельных трасс параллельно трубопроводам выполнена в трубах и коробах на расстоянии не менее 0,5 м, согласно ПУЭ п. 7.3.121. Наименьшая высота в непроезжей части территории площадки согласно ПУЭ 2.3.133 принимается не менее 2,5 м от нижнего ряда кабелей до планировочной отметки земли. Согласно п.5.42 СП 18.13330.2011 в зоне проезда наименьшая высота от низа строительных конструкций кабельных эстакад составляет не менее 5 м.

Противопожарные мероприятия при прокладке кабелей выполнены с учетом требований п.7 ст.82. №123-ФЗ, п.2.3.124 ПУЭ, 6.7.24.4 СП 77.13330.2016. Кабели, прокладываемые в металлических коробах, уплотняются негорючими материалами и разделяются перегородками огнестойкостью не менее 0,75 ч. на горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30 м, на вертикальных участках через каждые 20 м, а так же в местах прохождения через строительные конструкции. Места уплотнения кабелей, проложенных в металлических коробах, обозначены красными полосами на наружных стенках коробов.

Ввод кабелей в здания и сооружения через стены выполнен с помощью заделок из негоряемого, легко пробиваемого материала с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч, которые предусматривают замену и дополнительную прокладку кабелей.

Монтаж кабелей выполнен с учетом требований СП 77.13330.2016.

1.6 Охрана труда и техника безопасности

Приборы средств автоматизации, устанавливаемые в помещениях и на технологических площадках, имеющих взрывоопасные зоны, отвечают требованиям «Правил устройств электроустановок» (ПУЭ) и выбраны в соответствии с классом категорий и группой взрывоопасных смесей.

Заземление электрических приборов КИПиА, защитных металлических рукавов, защитных металлических труб, металлорукавов, лотков и коробов выполняется проводом ПуГВ 1х6,0 (зелено-желтый) путем присоединения к металлоконструкциям контура заземления. Контур заземления предусматривается в электротехнической части проекта. Монтаж защитного заземления выполняется с учетом требований ПУЭ, РМ 14-11-95 (практическое пособие «Заземление электрических сетей управления и автоматики»), СП 77.13330.2016.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ						
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			13	

В системе АСУ ТП должно быть выполнено зануление и заземление всех металлических частей изделий, доступных для прикосновения, которые могут оказаться под напряжением свыше 25 В переменного тока (действующее значение) или выше 60 В постоянного (выпрямленного) тока в результате повреждения изоляции. Они должны быть присоединены к заземленной нейтральной точке источника питания посредством защитного проводника в соответствии с ГОСТ Р 50571.3-2009.

Оборудование, размещенное во взрывоопасных зонах и не включенное в искробезопасные цепи, должно быть заземлено специальной жилой кабелем, независимо от уровня напряжения.

Корпуса щитов управления и шкафов приборных заземляются медными проводниками на контур заземления соответствующего помещения или технологической площадки.

Экраны кабелей заземляются только со стороны щитов управления во избежание образования контуров распространения помех.

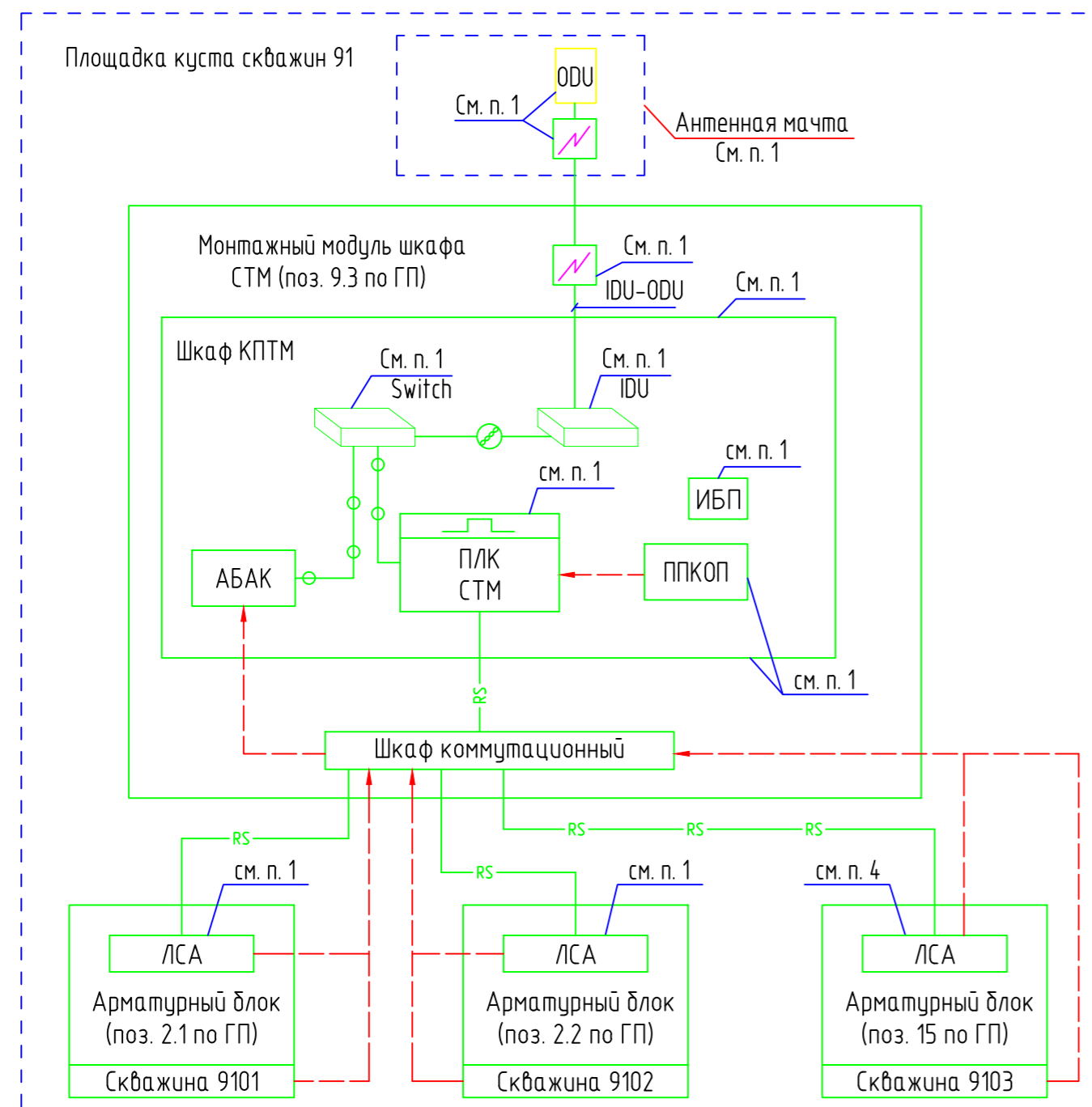
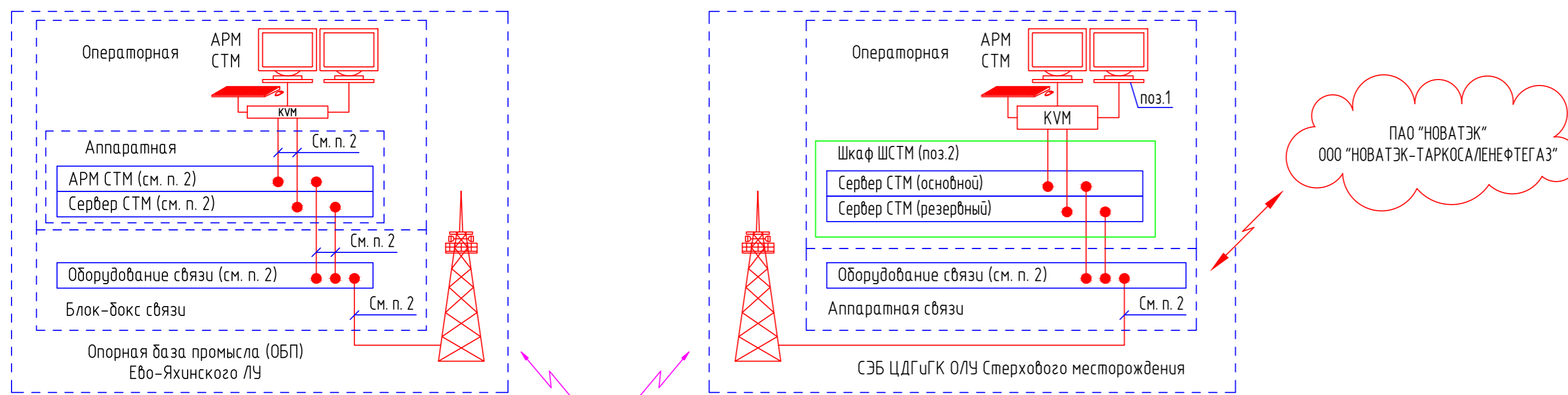
1.7 Электропитание

Оборудование АСУ ТП отнесено к первой категории по надежности электроснабжения согласно ПУЭ.

Электропитание осуществляется от сети переменного тока напряжением (220+22/-33) В, частотой (50±1) Гц.

Для ШТМ электропитание осуществляется через источники бесперебойного питания (ИБП), который поддерживает автономную работу не менее 30 мин.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0574-22-9103-ИОС7.2.ТЧ			14



Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Дискретные и аналоговые сигналы, ТС/ТИ/ТУ
	Сигнал по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU)
	Сигналы по интерфейсам Ethernet (протокол Modbus TCP/IP)
	Канал ШБД

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Рабочее место оператора СТМ в составе:	1	
	- монитор;	2	
	- клавиатура, мышь компьютерная	1	
	- аудиоколонки;	1	
	- источник бесперебойного питания.	1	
2	Шкаф ШСТМ в составе:	1	
	- рабочая станция АРМ оператора с функциями сервера ввода/вывода (основной, резервный);	2	
	- сервер БД/ОРС;	1	
	- коммутатор уровня САУ СТМ (основной, резервный), 24 порта Ethernet 1 Гбит/с;	2	
	- коммутатор уровня ОПС СТМ, 24 порта Ethernet 1 Гбит/с;	1	
	- KVM-переключатель	1	
	- KVM-удлинитель	1	
	- источник бесперебойного питания;	1	
	- межсетевой экран	1	

1 Шкаф КПТМ, шкаф коммутационный и оборудование связи существующие. Скважины 9101, 9102 и их арматурные блоки, ГФУ и внутривладоочные сети существующие и автоматизированы в рамках проекта 2019-051-НТЦ-Р-КГС91-АК, ЗАО "ПИРС", г.Омск.

2 Оборудование связи существующее и учтено в проекте 2019-051-НТЦ-Р-КГС91-СС, ЗАО "ПИРС".

3 Оборудование АСУ ТП (АРМ СТМ) и связи в операторной опорной базе промысла (ОБП) Ево-Яхинского ЛУ и оборудование связи в операторной СЭБ ЦДГиГК ОЛУ Стерхового месторождения существующее.

4 ЛСА входит в комплект поставки арматурного блока и учтена в томе 7.1.

5 Используемые сокращения:

АРМ - автоматизированное рабочее место;

ИБП - источник бесперебойного питания;

ЛСА - локальная система автоматизации;

ПЛК - программируемый логический контроллер;

ПС - пожарная сигнализация;

ТИ, ТС, ТУ - телеизмерение, телесигнализация, телеуправление.

0574-22-9103-ИОС7.2.ГЧ.1

"Обустройство кустов скважин №№91,92. Олимпийского лицензионного участка. Площадка скважин №91 скв.9103"

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Подраздел 7. Технологические решения. Часть 2. Системы автоматизации технологических процессов	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Лещев			26.01.23		П		1
Проверил		Зорин			26.01.23				
Н.контр.		Брагин			26.01.23	Схема структурная	"НГ-ПроектСервис" г. Томск		
ГИР		Зорин			26.01.23				

14. Алгоритм аварийной защиты

14.1. Контроль загазованности.

14.1.1 Контроль загазованности на арматурном блоке осуществляется датчиком газоанализатором со светозвуковым оповещателем АТ.

14.1.2 Датчик сигнализатор АТ выдаёт сигналы на контроллер арматурного блока:

- предупредительный – загазованность 10%;
- аварийный – загазованность 20%;
- авария газоанализатора.

14.1.3 При загазованности 10% включается световая индикация на газоанализаторе АТ, соответствующая ПОРОГУ 1 срабатывания (одиночная красная вспышка светодиода), передаётся сигнал на контроллер арматурного блока, а с него на КПТМ и далее в АСУ ТП о загазованности 10%. Данный сигнал является предупредительным и никаких действий по нему КПТМ не предпринимает.

14.1.4 При загазованности 20%:

14.1.4.1 Включается световая индикация на газоанализаторе АТ, соответствующая ПОРОГУ 2 срабатывания (двойная красная вспышка светодиода) и звуковое оповещение встроенного звукового оповещателя (сирена);

14.1.4.2 Передаётся сигнал на контроллер арматурного блока, а с него на КПТМ и далее на АСУ ТП о загазованности 20%. Данный сигнал является аварийным.

14.1.4.3 Контроллер КПТМ выдает сигнал на контроллер арматурного блока на закрытие электроприводной арматуры арматурного блока с критической загазованностью в последовательности:

- закрыть ЗдЭ1.1;
- закрыть ЗдЭ1.2;
- закрыть КлР101.

14.1.4.4 КПТМ выполняет сброс газа из участка трубопровода между ЗдЭ1.1 и ЗдЭ1.2 скважин на УГГ.

14.1.5 При загазованности 20% от двух и более датчиков газоанализатора (на двух и более арматурных блоках)

14.1.5.1 КПТМ поочередно закрывает последовательно скважины куста аналогично п. 14.1.4.3.

14.1.5.2 КПТМ закрывает коллекторы газа и метанола – передаёт сигнал на закрытие Кр1 и Кр2.

14.1.5.3 КПТМ последовательно выполняет сброс газа из участков трубопроводов между ЗдЭ1.1 и ЗдЭ1.2 скважин на УГГ.

14.1.5.4 Необходимость продувки газосборного коллектора до КР1 на УГГ определяет и проводит оператор АСУ ТП.

14.1.6 При аварии газоанализатора передаётся сигнал на контроллер арматурного блока, а с него на КПТМ и далее в АСУ ТП об аварии газоанализатора.

14.2 Контроль давления в газопроводе между КлР1.2 и ЗдЭ1.2

14.2.1 Защита от избытия давления

14.2.1.1 Контроль давления газа между КлР1.2 и ЗдЭ1.2 осуществляется датчиками РТ2 и РТ3. Сигналы измеренного давления передаются с датчиков на контроллер арматурного блока, а с него на КПТМ и далее в АСУ ТП.

14.2.1.2 При давлении на РТ2 или РТ3 15,3 МПа КПТМ закрывает данную скважину аналогично п. 14.1.4.3.

14.2.1.3 При дальнейшем росте давления до 15,4 МПа должно сработать устройство отсечное УО1.1 и перекрыть подачу газа.

14.2.1.4 При давлении на РТ3 15,5 МПа КПТМ включает БУФ и подаёт сигнал на розжиг ГФУ – подготовка к возможности срабатывания БПК и сброса газа через него на ГФУ.

14.2.1.5 При давлении на РТ3 15,9 МПа КПТМ открывает Кр1.4 – подаётся метанол под БПК. При дальнейшем росте давления до 16 МПа срабатывает БПК сбрасывая газ на горелку аварийных сбросов блока горелочного с работающей горелкой дежурной.

14.2.2 Защита от падения давления (разгерметизация газопровода)

14.2.2.1 При падении давления на РТ2 или РТ3 до нижнего критического значения (значение задаётся с АСУ ТП по техпроцессу в зависимости от давления после КлР1.2. При штатном 15 МПа, рекомендованное значение критического давления – 15x0,8=12 МПа) КПТМ закрывает данную скважину аналогично п.14.1.4.3.

14.2.2.2 При дальнейшем падении должно сработать устройство отсечное УО1.1 и перекрыть подачу газа. УО1.1 имеет возможность настройки срабатывания по падению давления 2. 12 МПа.

Рекомендованное давление настройки срабатывания УО1.1 – критическое давление минус 1 МПа. (для штатного 15 МПа, давление настройки = 12-1=11 МПа).

14.3 Контроль давления в газосборном коллекторе перед Кр1

14.3.1 Контроль давления газа перед Кр1 осуществляется датчиком РТ0102. Сигнал измеренного давления передаётся с датчика на контроллер КПТМ и далее в АСУ ТП.

14.3.2 При давлении на датчике РТ0102 15,5 МПа КПТМ закрывает газовые скважины КГС последовательно аналогично п.14.1.4.3, 14.1.4.4. Необходимость закрытия Кр1, Кр2, продувки газосборного коллектора до Кр1 на факел определяет и проводит оператор АСУ ТП.

14.3.3 При давлении на датчике РТ0102 меньшим нижнего аварийного (значение нижнего аварийного давления задаётся с АСУ ТП. При штатном рабочем давлении 15 МПа, рекомендованное значение критического давления – 15x0,8=12 МПа) КПТМ закрывает КГС:

14.3.3.1 Закрыть скважины куста согласно аналогично п. 14.1.4.3, 14.1.4.4;

14.3.3.2 Закрыть Кр1 и Кр2.

14.4 Защита от парафинизации и т.п. при понижении температуры газа

14.4.1 Контроль температуры газа осуществляется датчиками температуры ТТ1, ТТ2, ТТ3. Сигнал измеренной температуры передаётся с датчика на контроллер арматурного блока, а с него на КПТМ и далее в АСУ ТП.

14.4.2 При падении температуры газа ниже температуры парафинизации (значение задаётся с АСУ ТП в зависимости от состава газа и его давления, например плюс 180С) скважина закрывается согласно п. 14.1.4.3).

14.5 Контроль давления в газопроводе между скважиной и КлР1.2

14.5.1 Контроль давления газа между скважиной КлР1.2 осуществляется датчиком РТ1. Сигнал измеренного давления передаётся с датчика на контроллер арматурного блока, а с него на КПТМ и далее в АСУ ТП.

14.5.2 При давлении на РТ1=0,8xРраб (0,8x21,6=17,3 МПа) КПТМ закрывает данную скважину аналогично п. 14.1.4.3.

14.6 Контроль давления в коллекторе метанола

14.6.1 Контроль давления метанола в коллекторе осуществляется датчиком РТ0101. Сигнал измеренного давления передаётся с датчика на КПТМ и далее в АСУ ТП.

14.6.2 При давлении на РТ0101=0,8xРраб (0,8x16=12,8 МПа) КПТМ закрывает Кр2. Решение о закрытии КГС принимает оператор.

14.7 Контроль заряда аккумуляторов из состава КПТМ до 30% – КПТМ подаёт аварийный сигнал в АСУ ТП.

14.8 Контроль пожара

14.8.1 По сигналу «Пожар» КПТМ закрывает скважины КГС последовательно согласно 14.1.4.3, закрывает Кр1, Кр2.

Инв. N подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. N	
Согласовано	

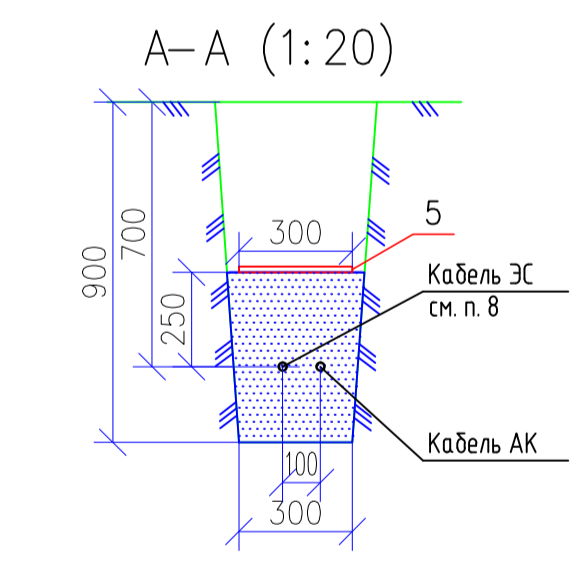
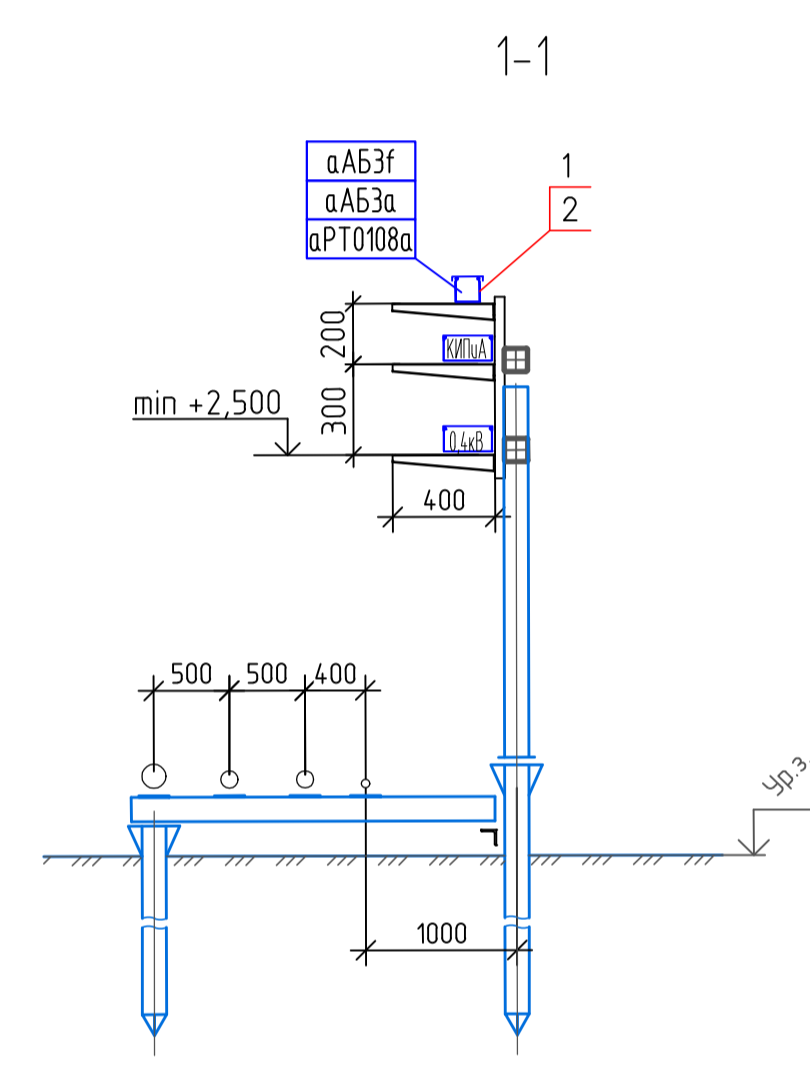
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	0574-22-9103-ИОС7.2.ГЧ.2	Лист
							1.2



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кг.	Примечание
1		Лоток прямой 100x100 мм 3551H02	27	1,753	L=300мм
2		Крышка на лоток 100x100 мм 3552H02	27		L=300мм
3		Лоток прямой 50x50 мм 3501H02	8	0,840	L=200мм
4		Крышка на лоток 50x50 мм 3502H02	8		L=200мм
5		Лента сигнальная "Электра" с позитипом			
6		"ОСТОРОЖНО КАБЕЛЬ" шириной 300 мм, толщина 200 мкм	10	м	

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
	Существующие сооружения	
11	Устье добывающей скважины (1 шт.)	
12	Устье добывающей скважины (1 шт.)	
21	Арматурный блок скважины (1 шт.)	
22	Арматурный блок скважины (1 шт.)	
3	Амбар факельный	
4	Площадка под агрегат для ремонта скважин/ место установки приемных насосов	
6	Место установки задвижечного агрегата	
7	Место для передвижной установки исследования скважин	
8	Площадка для размещения пожарной техники	
9.1	Опора под ветрогенератор	
9.2	Солнечные панели	
9.3	Монтажный модуль шкафа СТМ	
9.4	Монтажный модуль блока АКБ	
10	Ограждение	
	Проектируемые сооружения	
11	Устье добывающей скважины (1 шт.)	
15	Арматурный блок скважины (1 шт.)	
16	Площадка под агрегат для ремонта скважин/ место установки приемных насосов	



Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
	Кабель, прокладываемый в лотке (поз.1) по проектируемой эстакаде
	Кабель, прокладываемый в лотке (поз.3) по существующей эстакаде
	Кабель, прокладываемый в трубе (поз.3) по основанию армированного блока
	Кабель, прокладываемый в трубе в траншее

- 1 Прокладка кабелей выполнена по проектируемым кабельным конструкциям по кабельным и совместным с технологическими эстакадам, в трубе, металлорукаве.
- 3 Монтаж кабеля производить в строгом соответствии с действующими Правилами технической эксплуатации и Правилами техники безопасности электростановок потребителей, Правилами устройства электростановок ПУЭ изд. 6, 7.
- 4 Конструкция кабельной эстакады см. строительную часть проекта.
- 5 При прокладке кабеля в траншее руководствоваться А5-95.
- 6 Кабели до эстакады проложить в металлорукаве и трубе, учтенные на схемах соединений внешних проводов.

0574-22-9103-ИОС7.2.ГЧЗ					
"Обустройство кустов скважин №№ 91, 92 Олимпийского лицензионного участка. Площадка скважин № 91, 92"					
Изм.	Кол.	Лист	Форм.	Дата	Статус
Разраб.	Лещев	26.07.23		26.07.23	Лист 1
Проверил	Зорин				Лист 1
Н.контр.	Бровин	26.07.23			Лист 1
План расположения оборудования и прокладки кабельных трасс (М1500)					
ООО "НГ-ПроектСервис" г.Томск					
Формат А2					

ИЗМ. № 001. Лист 1 из 1. Проверено: [подпись]. Составлено: [подпись].