



Общество с ограниченной ответственностью
«СКБ НТМ»

Заказчик АО «НК «Янгпур»

«Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с
коридором коммуникаций»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6 «Технологические решения»
Часть 2 «Техническое обеспечение АСУТП»

03-246-K11-TP2

Том 6.2

Главный инженер проекта

А. Н. Коптелов

Тюмень, 2023

Обозначение	Наименование	Примечание
03-246-K11-TP2.C	Содержание тома	1 лист
	Текстовая часть	
03-246-K11-TP2.ГЧ	Текстовая часть	23 листа
	Графическая часть	
03-246-K11-TP2.ГЧ, лист 1	Ведомость графической части	1 лист
03-246-K11-TP2.ГЧ, лист 2	Схема структурная комплекса технических средств АСУ ТП	1 лист
03-246-K11-TP2.ГЧ, лист 3	Схема автоматизации	1 лист
		Всего 27 листов

Согласовано

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

						03-246-K11-TP2.C		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Содержание тома		
Разработал	Караваев			<i>ke</i>	07.23			
Проверил	Караваев			<i>ke</i>	07.23			
Н.контр.	Сулова			<i>Сул</i>	07.23			
ГИП	Коптелов			<i>Коп</i>	07.23			
						Стадия	Лист	Листов
						П		1
						ООО «СКБ НТМ»		

Содержание

1	Автоматизированная технологических процессов.....	2
1.1	Общие данные.....	2
1.2	Цели создания.....	2
1.3	Объекты автоматизации.....	3
1.4	Структура контроля и управления.....	4
1.5	Объемы автоматизации.....	5
1.6	Комплекс технических средств автоматизации.....	9
2	Размещение КТС АСУТП.....	11
3	Требования к электроснабжению.....	12
4	Контроль загазованности воздушной среды.....	13
5	Метрологическое обеспечение.....	17
6	Монтаж оборудования и проводок.....	18
7	Охрана труда и техника безопасности.....	20
8	Перечень принятых сокращений.....	21
9	Ссылочные нормативные документы.....	22

Согласовано

Взам. инв. №	
Подпись и дата	

Инд. № подл.	
--------------	--

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
				<i>Кс</i>	07.23
				<i>Кс</i>	07.23
				<i>Су</i>	07.23
				<i>Кп</i>	07.23

03-246-К11-ТР2.ТЧ					
Текстовая часть					
Стадия	Лист	Листов			
П	1	26			
ООО «СКБ НТМ»					

1 Автоматизированная технологических процессов

1.1 Общие данные

Основанием для проектирования является задание на проектирование объекта «Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникаций» является задание на проектирование объекта, утверждённое директором ОАО «НК «ЯНГПУР» А.В. Поляковым 17.04.2023 года.

Исходными данными при проектировании автоматизированной системы управления послужили следующие материалы:

- технические условия на автоматизацию;
- задания ГИПа и смежных отделов;
- чертежи генеральных планов обустройства;
- технические материалы фирм-производителей оборудования.

Раздел выполнен в соответствии с действующими нормами и правилами.

Принятые в проекте технические решения соответствуют заданию на проектирование и требованиям действующих нормативно-технических документов.

В проект технического обеспечения автоматизированной системы управления технологическим процессом входит:

- подбор и установка первичных датчиков и местных приборов;
- разработка системы автоматического управления технологическим процессом добычи продукции скважин;
- разработка систем противоаварийной защиты технологического оборудования, контроля срабатывания защит и блокировок;
- местное управление технологическим объектом;
- исполнение команд с пунктов управления и обмен информацией с центральным пунктом управления;
- кабельные и трубные проводки от датчиков и механизмов до шкафа станции управления кустом скважин (САУ К11);
- разработка внутривысотных сетей.

1.2 Цели создания

Основными целями создания автоматизированной системы управления являются:

- разработка системы автоматического управления технологическим процессом кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка, позволяющая вести технологический процесс согласно регламенту, в автоматическом и дистанционном

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-К11-ТР2.ТЧ	Лист
							2
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Изм. № подл.							

автоматизированном режиме без постоянного пребывания обслуживающего персонала на площадке;

- снижение непроизводительных потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, сокращение эксплуатационных расходов;
- обеспечение противоаварийной защиты объектов с целью повышения экологической безопасности производства;
- обеспечение надежной и эффективной работы основных производственных объектов за счет оптимального управления режимами их работы в соответствии с требованиями технологического регламента, своевременного обнаружения и ликвидации отклонений и предупреждения аварийных ситуаций.

Основными методами, позволяющими осуществить поставленные цели и задачи, являются:

- оптимизация структуры АСУТП, исключая избыточность технических средств, снижение трудоемкости технического и ремонтного обслуживания систем управления;
- выявление предаварийных и аварийных ситуаций в оперативном режиме;
- автоматизация сбора, обработки и представления информации оперативному персоналу, располагаемому в операторной УПГ-3 Метельного месторождения;
- подготовка и обучение эксплуатирующего персонала, повышение квалификации работников промысла.

Позиции зданий и сооружений указаны согласно тома 2 «Схема планировочной организации земельного участка».

1.3 Объекты автоматизации

К объектам автоматизации кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка относятся:

- скважина добывающая нефтяная, 1 шт. (поз. 1.1);
- скважина добывающая газоконденсатная, 2 шт. (поз. 1.2, 1.3);
- блок дозирования метанола, 2 шт. (поз. 5.1, 5.2);
- блок аппаратный (поз. 10.4);
- комплектная трансформаторная подстанция (поз. 10.1);
- сети технологические.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			03-246-K11-TP2.TЧ						3
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

1.4 Структура контроля и управления

Структура АСУТП обеспечивает выполнение функций контроля и оптимального управления производством в целом, а также управление отдельными установками, как при нормальной работе, так и в нештатных ситуациях.

Контроль за режимами работы оборудования, управление технологическим процессом кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка осуществляются автоматически шкафом САУ К11 на основании заложенных алгоритмов управления. САУ К11 располагается в блоке аппаратурном измерительной установки поз. 10.4.

Оперативному персоналу предоставляется возможность наблюдения за ходом процесса и управление режимами работы оборудования с существующего автоматизированного рабочего места (АРМ) производственного персонала, располагаемого в существующей операторной УПГ-3 Метельного месторождения. На АРМ оператора отображается текущий режим работы технологического оборудования, аварийные и предупредительные сообщения системы при отклонениях наиболее важных технологических параметров за допустимые границы, диагностическая информация о работоспособности комплекса технических средств, а также отчеты установленной формы.

Структура АСУТП в соответствии с объемами решаемых задач и возможностями влияния на технологический процесс разделена на три уровня:

- нижний уровень («полевой») – полевое оборудование КИПиА (первичные датчики, преобразователи, исполнительные механизмы);
- первый уровень (уровень контроллерного оборудования) – программно-технический комплекс ПТК (САУ К11 на базе программируемого логического контроллера, станции управления ЭЦН, СУ БДМ, БИОИ);
- второй уровень – уровень диспетчерского пункта. Реализован на базе существующего персонального компьютера с организацией АРМ персонала оперативно-производственной службы. Уровень оперативно-производственной службы (ОПС) – существующий, размещается в существующей операторной УПГ-3 Метельного месторождения.

Для обмена данными со вторым уровнем управления (уровень диспетчерского пункта) применяется оборудование связи (см. том 5.5).

Схема структурная комплекса технических средств АСУТП кустовой площадки №11 Известинского лицензионного участка представлена в чертеже 03-246-К11-ТР2-ГЧ лист 2.

САУ К11 на базе программируемого логического контроллера обеспечивает:

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							03-246-К11-ТР2.ТЧ	Лист
										4
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- реализацию общих алгоритмов управления технологическим оборудованием кустовой площадки №11 при штатных и аварийных ситуациях;
- сбор информации от оборудования первого и второго уровня, оборудования ОПС;
- сопряжение с аппаратурой передачи данных для передачи данных на второй уровень.
- планирование и управление обменом с технологическими объектами (сбор дискретных сигналов, аналоговых сигналов, данных по интерфейсу, служебной информации, подсчет импульсных сигналов);
- организация обмена со вторым уровнем, передача сообщений с меткой времени контроллера;
- математическая обработка, преобразование сигналов;
- выдача управляющих сигналов согласно сконфигурированным каналам управления, либо по команде со второго уровня;
- хранение технологической информации при отсутствии связи со вторым уровнем.

1.5 Объемы автоматизации

Данным разделом проекта рассматривается следующее технологическое и электротехническое оборудование:

- скважина добывающая нефтяная, 1 шт.;
- скважина добывающая газоконденсатная, 2 шт.;
- блок дозирования метанола, 2 шт.;
- блок аппаратный;
- комплектная трансформаторная подстанция;
- сети технологические.

Объемы автоматизации приведены далее.

1.5.1 Добывающая скважина нефтяная

Для добывающей скважины предусмотрен механизированный способ эксплуатации с помощью погружных насосных установок типа ЭЦН.

Добывающая скважина оборудована электроцентробежным насосным агрегатом со станцией управления, которая поставляется комплектно заводом-изготовителем и обеспечивает бесперебойную работу насосного агрегата в автоматическом режиме. Станция управления располагается на площадке под электрооборудование.

Объемы автоматизации добывающей скважины обеспечивают:

- дистанционный контроль буферного избыточного давления водогазонефтяной эмульсии;

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							03-246-K11-TP2.TЧ	Лист
										5
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- дистанционный контроль затрубного избыточного давления водогазонефтяной эмульсии;
- местный и дистанционный контроль линейного избыточного давления водогазонефтяной эмульсии с сигнализацией предельных и аварийных значений;
- дистанционный контроль температуры водогазонефтяной эмульсии;
- дистанционный контроль загазованности у скважины;
- свето-звуковую сигнализацию загазованности;
- отключение насоса ЭЦН по минимальному предупредительному давлению на выкидной линии;
- отключение насоса ЭЦН по максимальному предупредительному давлению на выкидной линии;
- отключение ЭЦН при загазованности 50% НКПР на площадке скважины;
- местное (со станции управления ЭЦН) и дистанционное управление;
- защита электродвигателя от перегрузок и коротких замыканий, от несимметричных включений, от недопустимого снижения сопротивления изоляции в системе «кабель-ПЭД», понижения напряжения питающей сети;
- автоматическое отключение ЭЦН при резком падении давления на устье (порыв) и повышении давления (закрытие нефтесборного коллектора);
- индивидуальный самозапуск ЭЦН при перерывах в электроснабжении;
- сигнализацию турбинного вращения;
- контроль потребляемой мощности;
- контроль мгновенной активной мощности;
- контроль мгновенной реактивной мощности;
- контроль частоты сети;
- контроль тока в силовых цепях электродвигателя (по фазам);
- контроль напряжения по фазам;
- частота вращения;
- контроль температуры ПЭД и давления на приеме ЭЦН (в составе блока погружной телеметрии);
- контроль состояния ЭЦН («работает», «не работает»);
- время работы после запуска.

Интеграция сигналов системы автоматического управления ЭЦН в САУ К11 осуществляется по интерфейсу RS-485.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									6
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

03-246-К11-ТР2.ТЧ

1.5.2 Добывающая скважина газоконденсатная

Объемы автоматизации добывающей скважины обеспечивают:

- дистанционный контроль затрубного избыточного давления водогазонефтяной эмульсии;
- местный и дистанционный контроль линейного избыточного давления водогазонефтяной эмульсии с сигнализацией предельных и аварийных значений;
- дистанционный контроль температуры водогазонефтяной эмульсии;
- дистанционный контроль загазованности у скважины;
- свето-звуковую сигнализацию загазованности.

1.5.3 Блок аппаратурный

Блок аппаратурный поставляется комплектно с измерительной установкой.

Для блока аппаратурного предусмотрены объемы автоматизации:

- пожарная сигнализация;
- отключение электроприемников при пожаре в блоке;
- автоматическое управление электрообогревом по температуре воздуха в помещении;
- местное управление отоплением, освещением;
- сигнализацию несанкционированного доступа и низкой температуры воздуха в помещении.

Интеграция сигналов БИОИ в САУ К11 осуществляется по интерфейсу RS-485.

1.5.4 Блок дозирования метанола

БДМ предназначена для закачки метанола в добывающую газоконденсатную скважину.

Объемы автоматизации определяются заводом-изготовителем и обеспечивают:

- местное и дистанционное управление насосами-дозаторами
- контроль уровня реагента в расходной емкости с сигнализацией предельных значений;
- контроль температуры реагента в расходной емкости с сигнализацией предельных значений;
- сигнализация предельных значений избыточного давления реагента на выкиде насосов-дозаторов;
- исполнительная сигнализация состояния насосов-дозаторов;
- контроль текущего значения избыточного давления реагента в общем коллекторе;
- контроль и сигнализация загазованности;
- автоматическое управление вентиляцией по сигнализации загазованности;
- автоматическое управление светозвуковой сигнализацией загазованности;

Ивл. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			03-246-K11-TP2.TЧ							7
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- отключение электроприемников (кроме аварийной вентиляции) при загазованности 50 % в блок-боксе;
- пожарная сигнализация;
- отключение электроприемников при пожаре в блок-боксе;
- автоматическое управление электрообогревом по температуре воздуха в помещении;
- местное управление отоплением, освещением, вентиляцией;
- сигнализацию несанкционированного доступа;
- сигнализацию низкой температуры воздуха в помещении.

БДМ имеет в своем составе станцию управления СУ БДМ, поставляемую комплектно заводом-изготовителем, которая обеспечивает бесперебойную работу в автоматическом режиме. СУ БДМ размещена в отсеке аппаратурном БДМ. Интеграция сигналов СУ БДМ в САУ К11 осуществляется по интерфейсу RS-485.

1.5.5 Комплектная трансформаторная подстанция

Объемы автоматизации обеспечивают:

- сигнализацию положения АВР;
- сигнализацию аварийного отключения АВР;
- сигнализацию вводного выключателя;
- сигнализацию секционного выключателя.

1.5.6 Сети технологические

Объемы автоматизации обеспечивают:

- местный и дистанционный контроль избыточного давления нефтяной эмульсии в нефтесборном коллекторе на выходе из измерительной установки;
- местный и дистанционный контроль избыточного давления газа в газосборном коллекторе на с кустовой площадки;
- местное и дистанционное управление задвижками ЗД-1, ЗД-2, контроль состояния запорной арматуры;
- автоматическое закрытие задвижки ЗД-1, ЗД-2 при максимальном или минимальном давлении в нефтесборном или газосборном коллекторе, загазованности 50% НКПР в измерительной установке, пожаре на кусте.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			03-246-К11-ТР2.ТЧ						8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

1.6 Комплекс технических средств автоматизации

Для проектируемых объектов предусматриваются в основном приборы и средства автоматизации российского производства. В случае отсутствия российских приборов с нужными техническими характеристиками или наличия специальных требований заказчика применяются импортные приборы и средства автоматизации.

Все применяемые приборы и средства автоматики имеют требуемые виды климатического исполнения и взрывозащиты (таблица 1), а также сертификаты, подтверждающие правомочность их применения на объекте.

Таблица 1 – Виды взрывозащиты, климатическое исполнение средств автоматики

Производства (отдельные помещения) и сооружения	Вид среды в помещениях, аппаратах и трубопроводах	Категория помещения и здания по взрывопожарной и пожарной опасности по ФЗ №123-ФЗ ст. 25, 27 СП 12.13130.2009	Наименование оборудования	Вид взрывозащиты	Степень защиты оболочки от проникновения внутрь пыли и влаги	Климатическое исполнение
Устье добывающей скважины нефтяной	Водогазонефтяная эмульсия	АН	Метран-150TG или аналог	0ExiaIICT5	Не ниже IP65	От минус 55 до плюс 80 С
			ТМ-620P или аналог	-	Не ниже IP65	УХЛ1 (от минус 60 до плюс 60°С)
			Метран286 или аналог	1ExiaIICT5	Не ниже IP65	У1.1 (от минус 50 до плюс 70°С)
			ДГС ЭРИС-210 или аналог	1ExdIIВТ6Х	Не ниже IP65	УХЛ1 (от минус 60 до плюс 65°С)
Устье добывающей скважины газоконденсатной	Газ сырой	АН	Метран-150TG или аналог	0ExiaIICT5	Не ниже IP65	От минус 55 до плюс 80 С
			ТМ-620P или аналог	-	Не ниже IP65	УХЛ1 (от минус 60 до плюс 60°С)
			Метран286 или аналог	1ExiaIICT5	Не ниже IP65	У1.1 (от минус 50 до плюс 70°С)
			ДГС ЭРИС-210 или аналог	1ExdIIВТ6Х	Не ниже IP65	УХЛ1 (от минус 60 до плюс 65°С)
Блок дозирования метанола	Метанол	А	*			
Комплектная трансформаторная подстанция	-	В	*			

* - блок выполнен по принципу максимальной заводской готовности и комплектуется приборами автоматики с необходимым уровнем взрывозащиты и климатическим исполнением на заводе-изготовителе.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-K11-TP2.TЧ	Лист
							9

Средства измерений, применяемые для измерения технологических параметров, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и имеют сертификаты соответствия Таможенного союза.

Сертификация применяемого оборудования проводится на соответствие требованиям Технического регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011), Технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

Применяемые датчики и измерительные преобразователи, в том числе КИПиА поставляемые комплектно с блочно-модульными комплектными технологическими установками, имеют унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- аналоговые (4-20) мА + HART;
- дискретные сигналы 220 В переменного тока «сухой контакт»;
- дискретные сигналы 24 В постоянного тока «сухой контакт»;
- импульсные.

Все датчики и преобразователи соответствуют требованиям по степени защиты от воздействия окружающей среды:

- по взрывопожаробезопасности;
- по климатическому воздействию;
- по устойчивости к воздействию агрессивных сред;
- по степени защиты оболочки от проникновения внутрь пыли и влаги.

Устья добывающих нефтяной скважины с насосом ЭЦН комплектуется станцией управления ЭЦН, выполненной на базе микропроцессорного контроллера. Конструктивно станция управления выполнены в виде шкафа двухстороннего обслуживания, оборудованных дверями.

БДМ комплектуется средствами автоматизации заводом-изготовителем. Для сбора информации с первичных датчиков и преобразователей в состав установки входит станция управления (СУ БДМ), выполненная на базе микропроцессорного контроллера. СУ БДМ размещается в отсеке аппаратурном БДМ.

Контроль за работой оборудования кустовой площадки №11 осуществляется посредством САУ К11, размещаемой в блоке аппаратурном измерительной установки поз. 10.4.

Передача данных от полевого оборудования КИП (датчики, преобразователи, исполнительные механизмы) до САУ К11 осуществляется по физическим линиям связи.

Для передачи данных в операторную УПГ-3 Метельного месторождения на кустовой площадке №11 предусмотрена ВОЛС (см. том 5.5).

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

						03-246-K11-TP2.TЧ	Лист
							10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

2 Размещение КТС АСУТП

Первичные преобразователи, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются с помощью закладных деталей.

Манометры вне помещений устанавливаются на трубопровод без применения импульсных трубок. Участки с отборными устройствами теплоизолируются и максимально используется для их обогрева тепло технологической среды в трубопроводе.

Датчики вне помещений устанавливаются в специальных электрообогреваемых термочехлах, температура воздуха в которых поддерживается от плюс 5 до плюс 20 °С.

Отборные устройства, импульсные трубки, приборы, устанавливаемые внутри блок боксов с электрическим отоплением обогреву, не подлежат.

САУ К11, БИОИ размещены в блоке аппаратурном измерительной установки поз. 10.4. Температура окружающей среды в помещении блока аппаратурного от плюс 10 до плюс 35 °С.

Станция управления ЭЦН располагается на площадке под электрооборудование поз. 10 в утепленных обогреваемых шкафах.

Станция управления установкой дозированной подачи реагента устанавливается в отсеке аппаратурном БДМ. Температура окружающей среды в помещении отсека аппаратурного от плюс 10 до плюс 35 °С.

Существующее автоматизированное рабочее место, сервер и коммуникационное оборудование второго уровня являются действующими и размещаются в операторной УПГ-3 Метельного месторождения.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			03-246-K11-TP2.TЧ							11
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

3 Требования к электроснабжению

Подвод электропитания предусматривается в томе 5.1 данного проекта.

Категорийность электроприемников по надежности электроснабжения определена в соответствии с ПУЭ.

КТС АСУТП является электроприемником первой категории.

Для электропитания приборов и средств автоматизации кустовой площадки №5 используются переменный ток напряжением 220 ± 10 В и частотой 50 ± 1 Гц, от автоматических выключателей станции управления, а также постоянный ток напряжением 24 ± 1 В от блока питания станции управления.

Функционирование АСУТП в условиях полного исчезновения питания осуществляется от источников бесперебойного питания с установленными аккумуляторными батареями. ИБП обеспечивает питание системы в течение не менее 120 мин согласно п. 5.4 технических условий на автоматизацию. Время восстановления нормального режима электроснабжения объекта меньше времени, которое обеспечивают для работы АСУТП источники бесперебойного питания.

Программно-технические средства АСУТП обеспечивают сигнализацию наличия электропитания от основного и аварийного источника, сигнализацию о скором прекращении работы ИБП. В нормальном режиме работы ИБП подзарядка аккумуляторных батарей осуществляется автоматически. ИБП оснащен устройством автоматического байпасирования при неисправности.

Источник бесперебойного питания с аккумуляторными батареями поставляются комплектно с КТС АСУТП.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-К11-ТР2.ТЧ	Лист	
							12	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Индв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №						

4 Контроль загазованности воздушной среды

Классификация проектируемых установок на площадке куста скважин №8 по взрывопожарной и пожарной опасности приведена в таблице 1.

Контроль загазованности воздушной среды на площадке куста скважин №8 осуществляется:

- стационарными сигнализаторами довзрывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов в зонах класса В-1а, В-1г;
- переносными сигнализаторами горючих газов на наружных площадках обслуживающим персоналом.

Размещение стационарных сигнализаторов ДВК горючих газов выполняется в соответствии с ТУ-газ 86.

Датчики ДВК сигнализируют для разных объектов следующие пороги концентраций:

1. для наружных площадок:
 - нижний (20 % НКПР);
 - верхний (50 % НКПР).
2. для помещений:
 - нижний (10 % НКПР);
 - верхний (50 % НКПР).

На рассматриваемом объекте на наружных площадках контролируется наличие тяжелого газа с наибольшей концентрацией в составе контролируемой газовой смеси – метан (см. таблицу 2).

Таблица 2 – Компонентный состав газа (Пласт БП₉)

№ п/п	Наименование параметров, компонентов	% мол.	% масс.
1	Метан СН ₄	84,899	64,761
2	Этан С ₂ Н ₆	7,472	10,685
3	Пропан С ₃ Н ₈	3,740	7,842
4	Изобутан i-С ₄ Н ₁₀	0,725	2,004
5	Нормальный бутан n-С ₄ Н ₁₀	0,829	2,291
6	Изопентан i-С ₅ Н ₁₂	0,238	0,817
7	Нормальный пентан n-С ₅ Н ₁₂	0,205	0,703
8	Гексаны С ₆ Н ₁₄	0,352	1,443
9	Гептаны С ₇ Н ₁₆	0,686	3,269
10	Октаны С ₈ Н ₁₈	0,300	1,630

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-K11-TP2.TЧ	Лист
							13
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

№ п/п	Наименование параметров, компонентов	% мол.	% масс.
11	Нонаны C ₉ H ₂₀	0,235	1,433
12	Деканы + вышекипящие C ₁₀ H ₂₂ +	0,226	1,529
13	Азот N ₂	0,000	0,000
14	Двуокись углерода CO ₂	0,760	1,591
15	Окись углерода CO	-	-
16	Гелий He	0,015	0,003
17	Водород H ₂	0,001	0,000
18	Сероводород H ₂ S	0,000	0,000
19	Меркаптаны RSH	-	-

Таблица 3 – Компонентный состав газа (Пласт БП₁₀⁰)

№ п/п	Наименование параметров, компонентов	% мол.	% масс.
1	Метан CH ₄	89,008	69,990
2	Этан C ₂ H ₆	3,639	5,364
3	Пропан C ₃ H ₈	2,958	6,394
4	Изобутан i-C ₄ H ₁₀	0,698	1,989
5	Нормальный бутан n-C ₄ H ₁₀	0,825	2,351
6	Изопентан i-C ₅ H ₁₂	0,286	1,012
7	Нормальный пентан n-C ₅ H ₁₂	0,305	1,079
8	Гексаны C ₆ H ₁₄	0,541	2,286
9	Гептаны C ₇ H ₁₆	0,798	3,920
10	Октаны C ₈ H ₁₈	0,241	1,350
11	Нонаны C ₉ H ₂₀	0,219	1,377
12	Деканы + вышекипящие C ₁₀ H ₂₂ +	0,393	2,741
13	Азот N ₂	0,000	0,000
14	Двуокись углерода CO ₂	0,067	0,145
15	Окись углерода CO	-	-
16	Гелий He	0,018	0,004

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							14
Инв. № подл.							03-246-K11-TP2.TЧ
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

№ п/п	Наименование параметров, компонентов	% мол.	% масс.
17	Водород H ₂	0,004	0,000
18	Сероводород H ₂ S	0,000	0,000
19	Меркаптаны RSH	-	-

Датчики загазованности проходят поверку в заводских условиях на метан или пропан, соответственно для устанавливаемых датчиков повторная первичная поверка на объекте не требуется.

Периодическая поверка датчиков загазованности проводится в соответствии со свидетельством об утверждении типа и методики поверки.

На открытых площадках датчики ДВК устанавливаются в местах наиболее вероятного выделения и скопления горючих паров и газов зон класса В-1г, но во всех случаях радиус обслуживания одного датчика не превышает 10 м.

Датчики ДВК на открытых площадках устанавливаются на высоте 0,5...1,0 м от поверхности земли (пола) на стойке.

При достижении нижнего/верхнего порога концентрации газа в контролируемой воздушной среде включается предупредительная/аварийная световая и звуковая сигнализация на наружных установках по месту установки датчиков.

Установка датчиков ДВК в блок-боксах выполняется заводом-изготовителем согласно ТУ-газ 86.

В помещении измерительной установки датчики ДВК, исходя из плотности метана (плотность по воздуху 0,6), устанавливаются на высоте от 0,5 до 0,7 м над источником.

При достижении нижнего/верхнего порога концентрации газа в контролируемой воздушной среде включается предупредительная/аварийная световая и звуковая сигнализация на наружных установках по месту установки датчиков, в блок-боксах – у входа снаружи помещения. Дополнительно для помещений и технологических установок блочного исполнения при 10 % НПВ включается аварийная вентиляция.

При загазованности 50 % НКПР на объектах кустов скважин САУ К11 автоматически осуществляет алгоритмы по управлению исполнительными механизмами для безопасного вывода из технологического процесса объектов с высокой концентрацией газа в воздухе и дальнейшие мероприятия по аварийному снятию электропитания с этих объектов.

Сигналы (аналоговые, дискретные) от датчиков ДВК передается в САУ К11 и далее по каналам связи в операторную УПГ-3 Метельного месторождения на АРМ производственного

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

							03-246-K11-TP2.TЧ	Лист
								15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

персонала.

Кроме того, при выполнении работ обслуживающим персоналом, осуществляется дополнительный контроль воздушной среды рабочей зоны переносными взрывозащищенными газоанализаторами (контролируемые газы – метанол, углеводороды).

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					03-246-K11-TP2.TЧ	Лист
								16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

5 Метрологическое обеспечение

Основными целями и задачами метрологического обеспечения АСУТП является измерения количества извлекаемой из недр сырой нефти, нефтяного газа – выполняют по отдельным скважинам в соответствии с ГОСТ Р 8.615-2005.

Замер количественных показателей нефтегазовой эмульсии осуществляется с помощью передвижной измерительной установки, расположенной на территории куста скважин №11.

Монтаж обслуживаемых приборов должен обеспечивать возможность свободного доступа к ним, в том числе для проведения работ по демонтажу приборов при эксплуатации. Монтаж, применение и демонтаж СИ должны соответствовать технической и эксплуатационной документацией на СИ.

Поверка средств измерения проводится по методике поверки, установленной при утверждении типа средств измерений.

Калибровка средств измерения проводится по методике калибровки, разработанной заводом-изготовителем или по методике поверки.

Средства измерения, используемые в системах учета, имеют Сертификаты соответствия требованиям Таможенного союза и законодательства РФ.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			03-246-K11-TP2.TЧ							17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

6 Монтаж оборудования и проводок

Условия эксплуатации средств измерений, размещаемых на открытой площадке, представлены в таблице 3.

Таблица 4 – Условия эксплуатации средств измерений

Наименование показателя	Единица измерения	Значение	Примечания
Абсолютная минимальная температура воздуха	°С	Минус 55	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92	°С	Минус 47	
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98	°С	Минус 53	
Абсолютная максимальная температура воздуха	°С	36	
Климатическое исполнение, категория размещения		УХЛ 1	Согласно ГОСТ 15150-69

Применяемые приборы и средства автоматизации соответствуют требованиям заводоизготовителей по температуре эксплуатации окружающей среды.

Электрические проводки между САУ К11 и датчиками технологических параметров выполнены монтажным кабелем с медными жилами с ПВХ изоляцией, экранированный, не распространяющий горение при групповой прокладке (категории А), в холодостойком исполнении;

Кабели предназначены для прокладки внутри и вне помещений в кабельной канализации и в открытом грунте, в том числе во взрывоопасных зонах классов 0, 1, 2 согласно ГОСТ 30852.13-2002.

Все кабели применяются с медными жилами, для защиты кабеля от механических повреждений применяются защитные водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262-75 и гибкие металлические рукава в ПВХ изоляции.

Прокладка кабельных линий от датчиков и приборов по наружным технологическим установкам во взрывоопасных зонах выполняется в лотках по эстакаде на высоте 2,5 м на отдельных полках от кабелей системы электроснабжения. Расстояние между полками контрольных кабелей и кабелей электроснабжения принято 250 мм. При переходе через дорогу выполняется подъем эстакады на высоту 6 м над землей. В случае прокладки контрольных кабелей параллельно технологическим трубопроводам с горючими жидкостями и газами на расстоянии не менее 0,5 м в свету в защитных металлических трубах и коробах, а параллельно с трубопроводами с негорючими жидкостями не менее 100 мм. При прокладке взаиморезервируемых цепей кабели прокладываются на противоположных полках эстакады на расстоянии не менее 0,6 м.

Кабельные проводки защищены от возможных механических повреждений (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц) стальной трубой на высоту

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-К11-ТР2.ТЧ	Лист
							18

не менее 2 м ПУЭ п. 2.1.47, п. 2.3.15. Прокладка кабеля в земле проектом не предусматривается

Кабели прокладываются по кабельной эстакаде - в лотках металлических перфорированных, имеющих крышку без перфорации, защищающую кабель от прямых солнечных лучей, в соответствии с планом трасс и соблюдением требований по совместной прокладке цепей различного назначения. Согласно пункта 2.1.16 ПУЭ прокладка цепей до 42 В выполняется отдельно от цепей свыше 42 В. Прокладка кабелей КИП выполняется в отдельном коробе на отдельной полке.

В металлических коробах кабельные линии уплотняются негорючими материалами и разделяются перегородками огнестойкостью не менее 0,75 ч в следующих местах: при входе в другие кабельные сооружения; на горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30 м, а также при ответвлениях в другие короба основных потоков кабелей; на вертикальных участках кабельных коробов через каждые 20 м. Места уплотнения кабельных линий, проложенных в металлических коробах, следует обозначать красными полосами на наружных стенках коробов. В местах прохода проводов и кабелей через стены, междуэтажные перекрытия и выхода их наружу предусматривается защита от распространения пожара. В местах прохождения кабельных коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости предусматриваются кабельные проемы (ввода) с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций с герметизацией легко удаляемой массой несгораемого материала.

Экранированные кабели должны быть заземлены со стороны вторичной аппаратуры.

Смонтированные приборы и средства автоматизации, электрические проводки присоединены к общему контуру заземления или к металлическим конструкциям, имеющим надежную электрическую связь с общим контуром. Корпуса приборов и средств автоматизации подлежат заземлению в соответствии с требованиями инструкций предприятий изготовителей и СП 73.13330.2012. Заземление оборудования ПТК предусматривается путем его подключения к общему контуру заземления, который разрабатывается в томе 5.1 с сопротивлением растеканию не более 4,0 Ом.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			03-246-K11-TP2.TЧ							19
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

7 Охрана труда и техника безопасности

Документация выполнена в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Все контрольно-измерительные приборы, контроллеры и щиты должны быть заземлены независимо от применяемого напряжения.

Заземление технических средств автоматизации выполнить в соответствии с требованиями инструкций предприятий-изготовителей, ПУЭ, ГОСТ Р 50571.5.54-2013, СП 73.13330.2012 многопроволочным проводом.

Монтаж приборов выполнить согласно строительным нормам и правилам СП 73.13330.2012, инструкциям заводов-изготовителей.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
										20
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

03-246-K11-TP2.TЧ

8 Перечень принятых сокращений

- АРМ – автоматизированное рабочее место
АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
БИОИ – Блок измерения и обработки информации
ВОЛС – Волоконно-оптическая линия связи
ДВК – дозрывная концентрация
ИБП – источник бесперебойного питания
КИП – контрольно-измерительные приборы
КИПиА – контрольно- измерительные приборы и автоматика
КТП – комплектная трансформаторная подстанция
КТС – комплекс технических средств
НКПР – нижний концентрационный предел распространения
ОПС – оперативно-производственная служба
ПВХ – поливинилхлорид
ППД – система поддержания пластового давления
ПТК – программно-технический комплекс
СИ – средство измерения
СУ БФ – станция управления блоком фильтров
СУ КС – станция управления кустовой скважиной
СУ МДС – станция управления механизмом депарафинизации скважин
СУ УДПР – станция управления установкой дозированной подачи реагента
СУ ЭЦН – станция управления электрическим центробежным насосом
ЦПС – центральный пункт сбора
ЭЦН – электроприводной центробежный насос

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							03-246-К11-ТР2.ТЧ	Лист
										21
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

9 Ссылочные нормативные документы

- 1) Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений;
- 2) Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- 3) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- 4) ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
- 5) ВНТП 01/87/04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования;
- 6) ГОСТ 21.208-2013 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах;
- 7) ГОСТ 21.408-2013 СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;
- 8) ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 9) ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования;
- 10) ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 11) ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
- 12) ГОСТ Р 12.1.019-2017. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
- 13) ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
- 14) ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений;
- 15) ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);
- 16) ГОСТ 3262-75 Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия;
- 17) ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов;

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							03-246-K11-TP2.TЧ	Лист
										22
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- 18) Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание 6. Глава 7.3 Электроустановки во взрывоопасных зонах;
- 19) Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание 7;
- 20) РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
- 21) СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства»;
- 22) СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации»;
- 23) СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- 24) ТР ТС 004/2011. О безопасности низковольтного оборудования;
- 25) ТР ТС 012/2011. О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах;
- 26) ТР ТС 020/2011. Электромагнитная совместимость технических средств.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	03-246-K11-TP2.TЧ	Лист
							23
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в документе	Номер докум.	Подп.	Дата
	Измен.	Замен.	Новых	Аннул.				

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

						03-246-K11-TP2.TЧ	Лист
							24
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Ведомость графической части

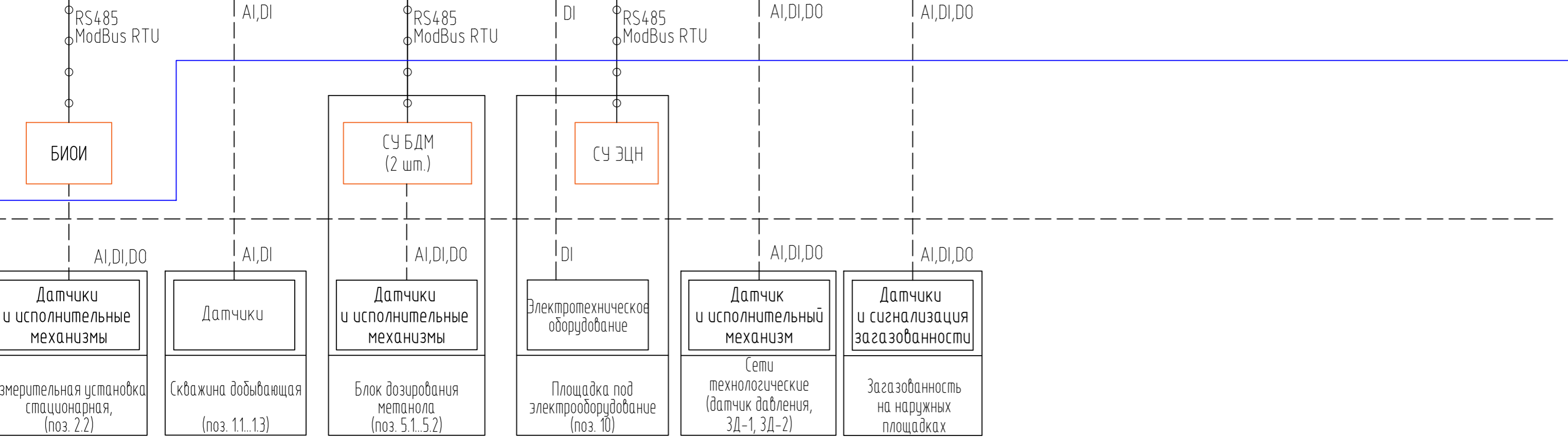
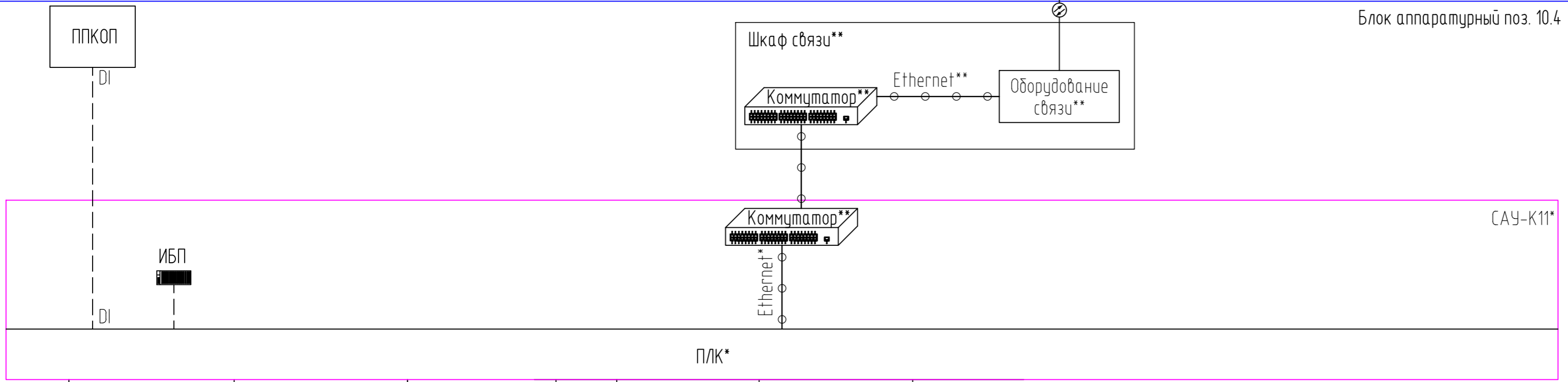
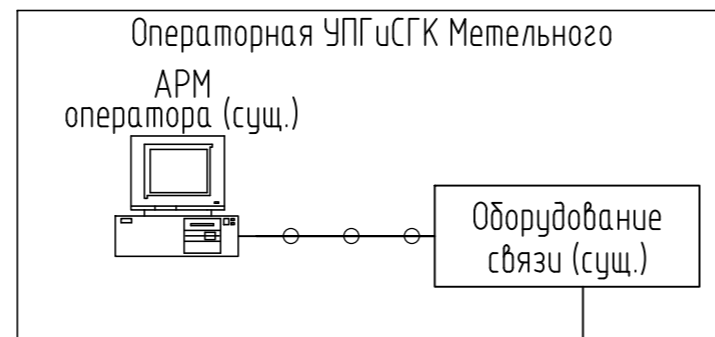
Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	
2	Схема структурная комплекса технических средств АСУ ТП	
3	Схема автоматизации	

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Изм.	Колуч	Лист	№дк	Подп.	Дата	03-246-К11-ТР2-ГЧ		
							«Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникации»	
Разраб.		Караваев		<i>КС</i>	07.23	Технологические решения. Техническое обеспечение АСУТП		
Проб.		Караваев		<i>КС</i>	07.23			
						Стадия	Лист	Листов
						П	1	3
Инв. № подл.	Н. контр.		Суслова	<i>СФ</i>	07.23	Ведомость графической части	ООО «СКБ НТМ»	
	ГИП		Коптелов	<i>КС</i>	07.23			

Верхний уровень

Уровень автоматизации
Средний уровень

Нижний уровень



Условные обозначения и изображения

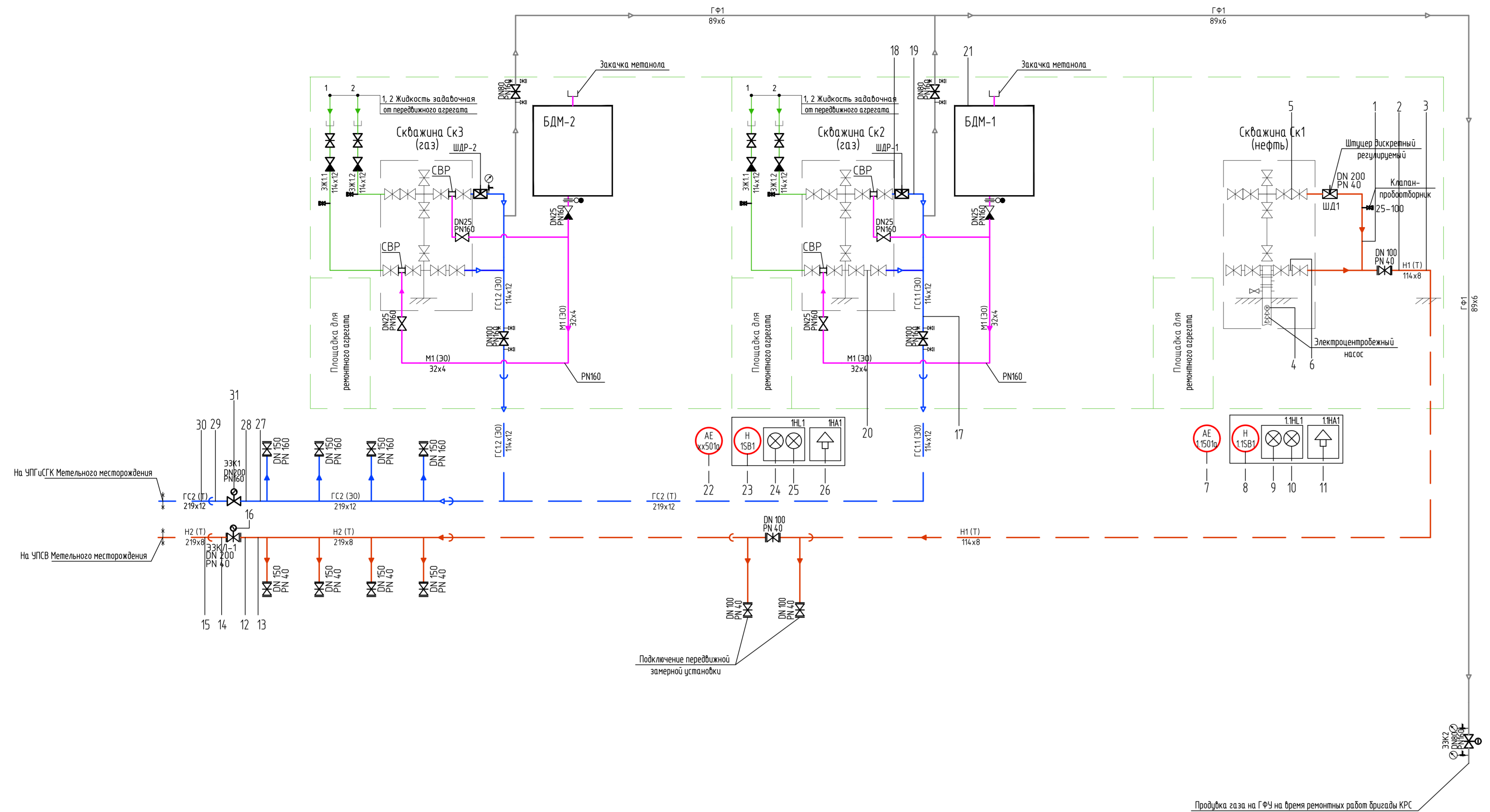
Обозначение и изображение	Наименование
БИОИ	Блок измерений и обработки информации
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ППКОП	Прибор приема-контрольный охранно-пожарный
САСУ К11	Станция автоматического управления куста 8
СУ ЭЦН	Станция управления насосами ЭЦН
СУ	Станция управления
AI	Аналоговый входной сигнал
AO	Аналоговый выходной сигнал
DI	Дискретный входной сигнал
DO	Дискретный выходной сигнал
	Линия внутрисистемной связи
	Линия передачи электронного или электрического аналогового, цифрового или дискретного сигнала
	Волоконно-оптическая линия связи

- 1 БИОИ, ППКОП поставляются комплектно с блоком аппаратурным в составе измерительной установки.
- 2 СУ МДС поставляется комплектно с механизмом депарафинизации скважин.
- 3 СУ УДПР поставляется комплектно с установкой дозированной подачи реагента.
- 4 * Оборудование учтено в томе 5.5.

Инф. № подл.	Подл. и дата	Взам. инф. №
--------------	--------------	--------------

						03-246-К11-ТР2-ГЧ		
						«Кустовая площадка №11 Известинского лицензионного участка с коридором коммуникации»		
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Технологические решения. Техническое обеспечение АСУТП		
Разраб.	Караваев			<i>[Signature]</i>	20.07.23			
Проб.	Караваев			<i>[Signature]</i>	20.07.23	п	2	
Н.контр.	Суслова			<i>[Signature]</i>	20.07.23	Схема структурная комплекса технических средств АСУ ТП		
ГИП	Коптелов			<i>[Signature]</i>	20.07.23			

Схема технологическая принципиальная



Экспликация трубопроводов

№ линии	Наименование трубопровода	Параметры		Взрыво и пожароопасность проекта по ГОСТ 12.1.104.4-89	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1.1007-76	Группа и категория	Способ прокладки
		Трасс. °С	Рраб. МПа				
ЭЖ12	Трубопровод задавочной жидкости	20.40	до 27,4 32,0	НГ	-	Б(а)II	надземно
ЭЖ11	Трубопровод задавочной жидкости	20.40	до 27,4 32,0	НГ	-	Б(а)II	надземно
Н1	Выкидной трубопровод	9,19, 4,9,6	до 9,7 16,0	ЛВЖ	3	Б(а)II	подземно
ГС1	Трубопровод сырого газа до редукционирования	9,19, 4,9,6	до 9,7 16,0	ГГ	4	Б(а)II	надземно
М1	Трубопровод метанола	56,3 15,5	до 16 16	ЛВЖ	3	А(Б)I	надземно

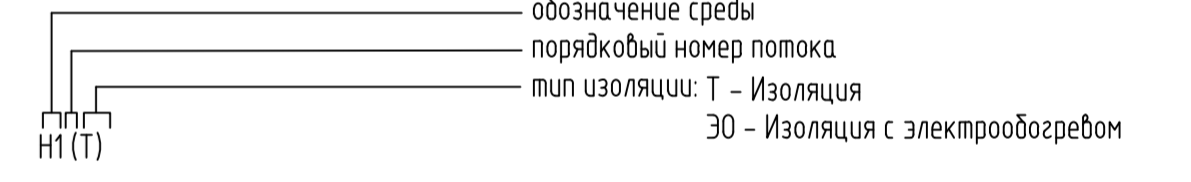
Экспликация оборудования

Поз. Обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Ск1	Скважина нефтяная	1	АФК Э6-65х35КХЛ	
Ск2	Скважина газоконденсатная	2	АФК Э6-65х35КХЛ	
ЭЭКЛ-1	Электрофицированная задвижка клиновая	1	DN 100, PN 40	
БДМ-1,2	Блок дозирования метанола	2	V= 5 м ³	
ЭЭКЛ	Электрофицированная задвижка клиновая	1	DN 200, PN 160	
ШДР-1,2	Дроссель регулирующий штурцерный	1	DN 100, PN 350	

Условные обозначения и изображения (начало)

Обозначение и изображение	Наименование
	Клапан (вентиль) проходной запорный с ручным приводом
	Задвижка клиновая с электроприводом
	Задвижка клиновая с ручным приводом
	Клапан обратный
	Отборное устройство для установки датчиков
	Быстроразъемное соединение
	Дроссель

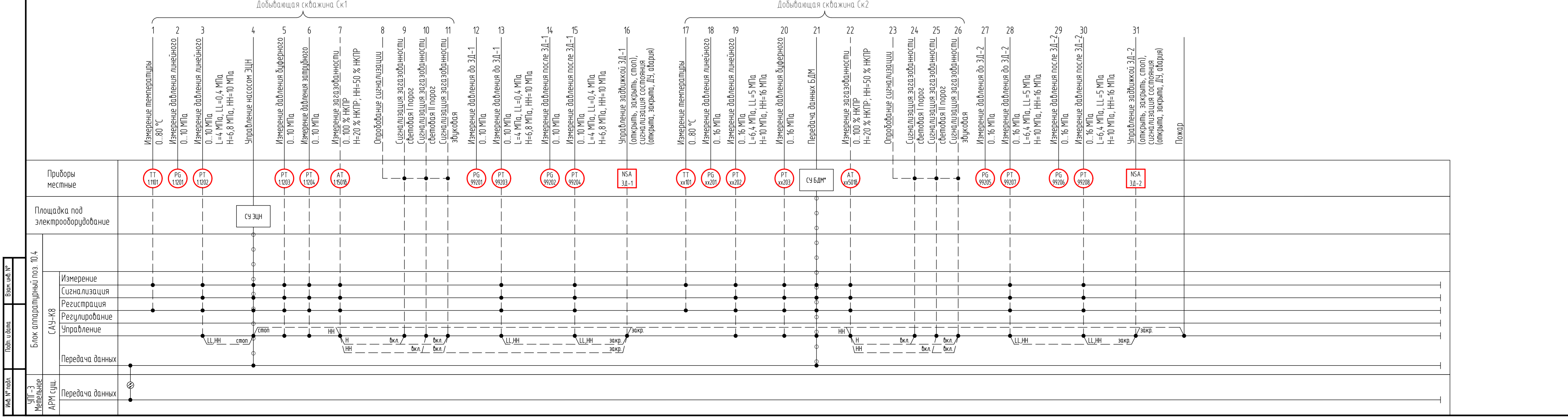
Пример обозначения технологических потоков



1. Категория пожарной и взрывопожарной опасности - АН, класс взрывоопасности зоны - 2 согласно Федеральному закону от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
2. Схема автоматизации выполнена для добывающей скважины Ск1, для добывающих скважин Ск2, Ск3 схема автоматизации аналогична, с заменой позиционных обозначений КИП согласно таблицы применимости.

Условные обозначения и изображения (окончание)

Обозначение и изображение	Наименование
	Граница проектирования
	Жидкость задавочная
	Трубопровод нефtejижкопностной (надземный)
	Трубопровод нефtejижкопностной (подземный)
	Метанол
	Трубопровод сырого газа до редукционирования (надземный)
	Трубопровод сырого газа до редукционирования (подземный)
	Граница области скважин
	Манометр
	Направление потока газа
	Направление потока жидкости



03-246-К11-ТР2-ГЧ				«Кустовая площадка К11 Известинского лицензионного участка с кустовым коммункационным»		
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Страницы
Разработано	Караванов	1/3	03.07.22	03.07.22	20.07.22	1/3
Проверено	Караванов	1/3	03.07.22	03.07.22	20.07.22	1/3
Утверждено	Караванов	1/3	03.07.22	03.07.22	20.07.22	1/3
Техническое решение				Схема автоматизации		
Техническое обеспечение АСУТП				000 "СКБ НТМ"		