



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Экспертно-производственный центр
“ТРУБОПРОВОДСЕРВИС”

Заказчик – АО «Газпромнефть-ННГ»

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтайского, Карамовского, Крайнего месторождений

Проектная документация

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 3 «Автоматизация технологических решений производства»

ННГ-39-21-П-ИОС7.3

Том 5.7.3



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Экспертно-производственный центр
“ТРУБОПРОВОДСЕРВИС”

Заказчик – АО «Газпромнефть-ННГ»

Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтайского, Карамовского, Крайнего месторождений

Проектная документация

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 3 «Автоматизация технологических решений производства»

ННГ-39-21-П-ИОС7.3

Том 5.7.3

Генеральный
директор

Главный инженер
проекта



М.Х. Хуснияров

Э.Р. Мухитдинов

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Прим.
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-С	Содержание тома	1
ННГ-39-21-П-ИОС7.3.ТЧ	Текстовая часть	2
Графическая часть		
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-001	Куст скважин №138. Структурная схема	22
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-002	Куст скважин №138. Схема автоматизации	23
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-003	Куст скважин №85. Структурная схема	24
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-004	Куст скважин №85. Схема автоматизации	25
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-005	Куст скважин №310. Структурная схема	26
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-006	Куст скважин №310. Схема автоматизации	27
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-007	Куст скважин №108. Структурная схема	28
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-008	Куст скважин №108. Схема автоматизации	29
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-009	Куст скважин №10. Структурная схема	30
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-010	Куст скважин №10. Схема автоматизации	31
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-011	Куст скважин №206. Структурная схема	32
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-012	Куст скважин №206. Схема автоматизации	33
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-013	Трубопровод нефтегазосборный т.вр.к.70 - ДНС-1, вторая нитка. Схема автоматизации	34

ИИНВ. № подл.	ИИНВ. № подл. и дата подл. и дата	ИИНВ. № взам.	ИИНВ. № взам.	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-С						Стадия	Лист	Листов
				Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
		Разработал	Сергеева		09.2022	Содержание тома	ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»					
		Проверил	Калимуллин		09.2022							
		Н.контр.	Годжаев		09.2022							
		ГИП	Мухитдинов		09.2022							

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание тома	2
1 Общие сведения.....	2
2 Объекты автоматизации и АСУ ТП.....	4
3 Объемы автоматизации и АСУ ТП.....	5
4 Комплекс технических средств АСУ ТП.....	10
Размещение и монтаж комплекса технических средств АСУ ТП	14
5 Мероприятия по технике безопасности	16
6 Решения по численности, квалификации и функциям персонала АСУ ТП, режимам его работы и порядку взаимодействия	17
7 Описание программного обеспечения.....	18
8 Ссылочные и нормативные документы	19

Взам. инв. №	Подп. и дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ						Стадия	Лист	Листов
		Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			
Инв. № подл.		Разработал	Сергеева			09.2022	Текстовая часть	ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»		
		Проверил	Калимуллин			09.2022				
		Н.контр.	Годжаев			09.2022				
		ГИП	Мухитдинов			09.2022				

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Проектом предусматривается доработка систем автоматизации объекта «Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений», обеспечивающая централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Функционирование системы управления предусмотрено в автоматизированном круглосуточном режиме без присутствия оперативного персонала.

Основными целями доработки АСУ ТП являются:

- комплексная автоматизация объектов кустов скважин №85, №138 Вынгаяхинского м/р, №310 Вальнтойского м/р, №10 Карамовского м/р, №108, №206 Крайнего м/р;
- создание на базе системы автоматизации малолюдных и энергосберегающих технологий, позволяющих повысить рентабельность и эффективность производства;
- выполнение установленных производственных заданий, снижения непроизводительных потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов и сокращение эксплуатационных расходов;
- обеспечение противоаварийной и противопожарной защиты объектов с целью повышения экологической безопасности производства;
- обеспечение надежной и эффективной работы производственных объектов за счет оптимального управления режимами их работы в соответствии с требованиями технологического регламента, своевременного обнаружения и ликвидации отклонений предупреждения аварийных ситуаций.

Основной задачей АСУ ТП является превращение технологических объектов в автоматизированные производственные звенья, работающие в заданных режимах под оперативным контролем вышестоящих уровней управления.

В качестве основных принципов при доработке АСУ ТП приняты следующие:

- оптимизация структуры, существующей АСУТП, исключая избыточность технических средств, снижение трудоемкости технического и ремонтного обслуживания систем управления, в том числе за счет применения полевых датчиков с возможностью on-line диагностики по HART-протоколу;
- децентрализация функций сбора, обработки информации и выработки управляющих воздействий, максимальное их приближение к месту возникновения информации и её использования;

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм..	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист

- распределенность и возможность использования информации различными подсистемами;
- модульность построения технических и программных средств;
- стандартизация взаимосвязей (функциональная, программная, конструктивная) между уровнями управления;
- открытость системы (возможность расширения и корректировки специалистами заказчика);
- функционирование без постоянного присутствия обслуживающего персонала для систем управления большинства технологических объектов.

Существующая АСУ ТП технологических объектов добычи нефти подразделяется на 3 уровня.

Нижний уровень

Нижний уровень системы (проектируемый) – уровень технологического процесса (полевой уровень) или уровень системы полевой и щитовой автоматики.

Средний уровень

Средний уровень (дорабатываемый) – контроллерный уровень (уровень контроля и управления процессом).

Верхний уровень

Верхний уровень (существующий) – уровень оператора.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
			Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

2 ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП

Автоматизация кустовой площадки выполнена по 1 классу автоматизации, в соответствии с требованиями «Концепции автоматизации БРД ПАО «Газпромнефть», Техническими условиями на проектирование АСУ ТП №02106-665 от 06.10.2020 по объекту «Обустройство куста скважин №138 Вынгаяхинского месторождения», №02106-698 от 16.11.2020 «Обустройство Вынгаяхинского месторождения. Куст скважин №85. Вторая очередь», №02106-666 от 06.10.2020 «Обустройство куста скважин №310 Валынтайского месторождения», №02/06-20-131 от 07.10.2020 «Обустройство Карамовского месторождения. Куст скважин №10. Третья очередь», №02/06-21-15 от 10.02.2021 «Обустройство дополнительных скважин Крайнего месторождения. Куст скважин №108. Третья очередь», №02/06-620 от 16.01.2020 «Обустройство куста скважин №206 Крайнего месторождения».

В число объектов автоматизации кустовой площадки № 138 входит:

- добывающая скважина с ЭЦН - 1 шт.

В число объектов автоматизации кустовой площадки № 85 входит:

- добывающая скважина с ЭЦН - 1 шт.

В число объектов автоматизации кустовой площадки № 310 входит:

- добывающая скважина с ЭЦН - 4 шт.;
- водозаборная скважина с ЭЦН - 1 шт.;
- перевод добывающей скважины №6 в нагнетательную;

В число объектов автоматизации кустовой площадки № 10 входит:

- добывающая скважина с ЭЦН - 1 шт.;

В число объектов автоматизации кустовой площадки № 108 входит:

- добывающая скважина с ЭЦН - 11 шт.;
- нагнетательная скважина с ЭЦН - 2 шт.;

В число объектов автоматизации кустовой площадки № 206 входит:

- добывающая скважина с ЭЦН - 2 шт.;
- водозаборная скважина с ЭЦН - 1 шт.;
- трубопровод нефтегазосборный т.вр.к.70 – ДНС-1, вторая нитка

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
			Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

3 ОБЪЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП

Данный проектом предусматривается доработка существующей системы АСУ ТП в данном объеме:

1) Добывающая, нагнетательная, водозаборная скважина:

- местный контроль линейного давления;
- местный контроль буферного давления;
- местный контроль затрубного давления;
- контроль загазованности площадки скважины переносным газоанализатором.

2) Станция управления ЭЦН. Обеспечивает вывод следующих сигналов по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU):

- номинальный ток, А;
- тока фазы А, А;
- ток фазы В, А;
- ток фазы С, А;
- напряжение фазы А,В;
- напряжение фазы В,В;
- напряжение фазы С,В;
- выходное напряжение ПЧ / ТМПН, В;
- сопротивление изоляции, кОм;
- частота вращения, Гц;
- дисбаланс напряжений, %;
- дисбаланс токов, %;
- загрузка ПЭД, %;
- активная мощность СУ, кВт;
- коэффициент мощности, %;
- давление на приеме насоса, кгс/см²;
- температура обмотки двигателя, °С;
- состояние двигателя, (вкл.\выкл.);
- причина последнего останова;
- уставка по низкому напряжению, В;
- уставка по высокому напряжению, В;
- уставка по ЗП, %;
- уставка по ЗСП, %; АПВ по ЗСП, мин.; АПВ по ЗП, мин.;
- работа по программе, вкл./выкл.;
- время работы по программе, Ч:Мин;
- время остановки по программе, Ч:Мин;
- АПВ по низкому/высокому напряжению, мин.;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
			Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

- активное потребление СЭЭ, за прошедшие сутки, кВт • ч;
- активное потребление СЭЭ, за последний час, кВт • ч;
- название обслуживающей организации;
- УЭЦН, Э-50-2300;
- ПЭД, ПЭДН-80-117.

Сигнализация состояния СУ ЭЦН выполнена дискретным сигналом (DI) «включен/отключен».

Передача данных от кустового контроллера, технологических установок кустовой площадки, СУ ЭЦН в существующую систему диспетчерского контроля и управления, расположенную в АБК ЦДНГ-4 АО «Газпромнефть-ННГ», осуществляется по существующему каналу связи.

По существующему каналу связи выполняется дистанционное управление насосами ЭЦН проектируемых добывающих скважин с АРМ диспетчерского пункта АБК ЦДНГ-4 АО «Газпромнефть-ННГ».

При аварийном понижении или повышении давления в выкидном трубопроводе от устья нефтяной скважины сверх установленного значения выполняется автоматическое отключение насосов ЭЦН добывающих скважин.

При пожаре, загазованности 50%НКПР в АГЗУ выполняется автоматическое отключение всего технологического оборудования АГЗУ, отключение ЭЦН проектируемых скважин.

3) Измерительная установка (АГЗУ):

Для блока технологического измерительной установки и блока контроля и управления куста скважин проектируемые и выполненные заводами-изготовителями объемы автоматизации

и АСУ ТП обеспечивают:

- автоматическое измерение дебита нефти;
- автоматическое измерение дебита воды;
- автоматическое измерение дебита газа;
- местное, дистанционное управление положением ПСМ;
- автоматическое поочередное подключение скважин на замер по программе;
- сигнализация положения переключателя скважин;
- контроль давления в сепараторе;
- контроль давления в общем коллекторе;

- при аварийном повышении давления в выкидном трубопроводе от АГЗУ сверх установленного значения выполняется автоматическое закрытие электроприводной задвижки, расположенной на выкидном трубопроводе от АГЗУ, по сигналу от датчика, входящего в комплектную поставку АГЗУ;

- автоматическое управление отоплением в блоках технологическом и БКУ;

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист

- контроль температуры в технологическом блоке и БКУ;
- сигнализация низкой температуры в технологическом блоке и БКУ;
- сигнализация загазованности порог 1 и порог 2;
- включение светозвуковой сигнализации при достижении загазованности 10 % НКПР (порог 1), 50 % НКПР (порог 2) у входа в технологический блок;
- сигнализация неисправности системы загазованности:
- сигнализация наличия пожара в технологическом блоке;
- сигнализация несанкционированного доступа в технологический блок и БКУ;
- сигнализация состояния вентилятора;
- местное и дистанционное управление вентилятором;
- автоматическое включение аварийной вентиляции при достижении загазованности 10 % НКПР в технологическом блоке;

- автоматическое отключение всего технологического оборудования АГЗУ при загазованности 50%

НКПР;

- автоматическое отключение всех токоприемников АГЗУ при возникновении пожара;

Все описанные выше объемы автоматизации обеспечиваются средствами комплектной автоматики АГЗУ. Информация об измеренных параметрах и ходе технологического процесса передается в проектируемую АСУ ТП по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus).

4) Дренажная емкость ЕД, $V = 8$ м³:

- местное измерение уровня в емкости.

5) Передача параметров с КТПН:

- активная мощность;
- реактивная мощность;
- коэффициент мощности; активная прямая энергия;
- активная обратная энергия;
- реактивная прямая энергия;
- реактивная обратная энергия;
- напряжение фазы А;
- напряжение фазы В;
- напряжение фазы С;
- ток фазы А;
- ток фазы В;
- ток фазы С.

Информация по учету электроэнергии передается со счетчиков в КТП.

Подстанция поставляется в виде транспортабельного блок-бокса.

КТП комплектуется средствами контроля и автоматизации заводом-изготовителем.

Предусмотрено оборудование для организации передачи данных в систему телемеханики.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
								7
			Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.		Подп.

Учет потребляемой энергии выполнен счетчиком, обеспечивающим передачу всех аналоговых сигналов (мощность, энергия, напряжение, ток) по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU). Вывод всех сигналов осуществляется на существующее оборудование.

4) Решения по пожарной и газовой безопасности.

В существующей АГЗУ с категорией взрыво- и пожароопасности В-1а по ПУЭ заводом изготовителем предусмотрена стационарная система автоматического непрерывного контроля загазованности и автоматическим управлением вентиляцией (включение вентилятора при загазованности 10 % НКПР), автоматическим отключением технологического оборудования (кроме вентилятора) при достижении порога 50 % НКПР.

На наружных установках контроль загазованности ведется переносными газоанализаторами, подающими звуковые сигналы тревоги при достижении пороговых значений 20 % НКПР и 50 % НКПР.

Система охранно-пожарной сигнализации предусмотрена в соответствующем разделе проекта (ПС). В проектируемом блоке контроля и управления предусматривается установка прибора охранно-пожарной сигнализации с выводом сигналов типа «сухой контакт» в систему телемеханики:

- «пожар»: обобщенный сигнал;
- «неисправность» прибора ПС;
- «тревога» (несанкционированный доступ): обобщенный сигнал.

6) Электроприводная задвижка

Технологической частью проекта на выходном трубопроводе от АГЗУ и на трубопроводе нефтегазосборном т.вр.к.70 – ДНС-1, вторая нитка предусмотрены задвижки с электроприводом.

Проектом по автоматизации для электрораздвижки предусматривается:

- телесигнализация положения задвижки: открыта/закрыта;
- телеуправление задвижкой: открыть/закрыть;
- сигнализация неисправности.

В соответствии с СП 231.1311500.2015 задвижка на выходном трубопроводе от АГЗУ обеспечивает возможность отключения куста скважин от общей нефтесборной сети месторождения, проектом предусматривается автоматическое закрытие отсекающей задвижки при возникновении следующих аварийных ситуаций:

- при пожаре;
- разгерметизации трубопроводной системы куста при падении давления в системе ниже 1,4 МПа;

- аварийном уровне загазованности (50 % НКПР) в технологическом блоке АГЗУ.

7) Для линейной части проектом по автоматизации предусматривается:

- местный контроль давления до и после узла запорной арматуры на трубопроводе;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
			8											

- дистанционный контроль давления до и после узла запорной арматуры на трубопроводе;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ

4 КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АСУ ТП

Комплекс технических средств существующей АСУ ТП состоит из:

- комплекта датчиков, преобразователей;
- программируемого контроллера;
- контроллеров расширения;
- контроллеров блочно-комплектных устройств и станций управления ЭЦН.

В рамках данного проекта предусматривается бурение скважин и оснащение их местными средствами контроля давления.

Местный контроль давления осуществляется манометрами МП4-У.

Дистанционный контроль давления пластовой воды осуществляется взрывозащищенным датчиком давления с унифицированным выходным сигналом.

Измерение расхода пластовой воды выполняется взрывозащищенным расходомером с частотным выходным сигналом.

Наибольшую объемную долю в смеси выделяемых газов занимает метан. Относительная плотность метана по воздуху 0,882.

Измерение концентрации газов на территории кустовой площадки осуществляется с помощью переносных газоанализаторов.

Электропривод поставляется комплектно с задвижкой клиновой и предусмотрен в ННГ-ННГ.21044-П-ИОС7.1.

Район строительства относится к группе макроклиматических районов с умеренным климатом по ГОСТ 15150-69. Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 составляет минус 35 °С.

Вид взрывозащиты и температурный класс электрооборудования следующий:

В измерительной установке:

- электрооборудование в помещении – повышенной надежности против взрыва 2ExdIIAT3, климатическое исполнение УХЛ4.

Электрооборудование наружной установки:

- в невзрывоопасной зоне - со степенью защиты от внешнего воздействия по ГОСТ 14254 не менее IP54, климатическое исполнение У1;

- во взрывоопасных зонах - повышенной надежности против взрыва 2ExdIIAT3, климатическое исполнение У1

Проектируемые объекты входят в состав действующих опасных производственных объектов.

Опасный производственный объект согласно Федеральному закону РФ от 21.07.1997 № 116-ФЗ (приложение 2, таблица 2) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к III классу опасности.

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

							ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			10

Существующий ОПО имеет признаки, перечисленные в Приложении 1 ФЗ от 21.07.1997 №116-ФЗ: транспортирование опасных веществ; использование оборудования, работающего под избыточным давлением более 0,07 МПа.

Существующий ОПО является особо опасным и технически сложным объектом по признаку, указанному в подпункте «а» пункта 11 части 1 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ.

Степень защиты приборов, устанавливаемых в АГЗУ и на наружной установке, от внешнего воздействия по ГОСТ 14254 не менее IP54.

Характеристика проектируемых технологических объектов и оборудования по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристика проектируемых технологических объектов и оборудования по категориям и классам взрывопожарной и пожарной опасности

Производства (отдельные помещения) и сооружения	Характеристика среды в помещениях, аппаратах и трубопроводах	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ	Классификация взрывоопасных и пожароопасных зон помещений и наружных установок по № 123-ФЗ (ст. 18 и 19)	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11-2002	Категория помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности по СП 12.13130.2009
Устья добывающих скважин	Нефть, пластовая вода, попутный нефтяной газ	АН	В-1г/2	IIA-T3	Ан
Узел запорной арматуры на нефтегазосборном трубопроводе	Нефть, пластовая вода, попутный нефтяной газ	АН	В-1г/2	IIA-T3	Ан
Узел запорной арматуры на высоконапорном водоводе	Вода	ДН	-	-	

На наружных установках класса В-1 г приборы имеют взрывозащищенное исполнение. Вид взрывозащиты выбран в соответствии с взрывоопасной зоной, согласно ПУЭ 7.3.65.

Приборы и средства автоматизации должны иметь следующую, действующую на момент проведения пуско-наладочных работ, документацию:

- заводские паспорта, руководства по эксплуатации;

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

Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
							11

- разрешения на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;
- действующие сертификаты соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности;
- действующие сертификаты соответствия ГОСТ Р для взрывозащищенного оборудования;
- действующие сертификаты соответствия и утверждения типа средств измерений (СИ);
- методики выполнения измерений, не включенные в руководства по эксплуатации средств измерений и аттестованные в ГНМЦ Ростехрегулирования или в органах, аккредитованных на этот вид деятельности;
- технические описания и инструкции по эксплуатации, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту на русском языке;
- свидетельство о поверке СИ со сроком действия не менее половины межповерочного интервала;
- методики поверки СИ.

Вышеперечисленные сертификаты, свидетельства и методики должны входить в состав документации поставщика оборудования.

Срок действия свидетельства о поверке должен составлять не менее половины межповерочного интервала на момент проведения пуско-наладочных работ.

Расчетный срок службы контрольно-измерительных приборов - не менее 10 лет.

Для КИП и А предусматривается ЗИП в объеме не менее 5 % для каждого типа изделия, но не менее одного изделия.

Интервал калибровки или периодичность поверки манометров не менее одного года.

Метрологический контроль и надзор за средствами измерений должны осуществляться централизованно метрологической службой филиала «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

В связи с прямыми измерениями параметров температуры, давления и параметров сигнализации не требуется разработка методик выполнения данных видов измерений.

Методы и средства поверки отдельных средств измерений или комплексов указаны в эксплуатационной документации на данные комплексы и средства измерений.

В соответствии с заданием на проектирование, техническими условиями на электроснабжение, а также согласованными этапами на строительства назначена II категория по надежности электроснабжения.

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

						ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
Изм..	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата		12

Кроме этого на оборудование автоматизации, пожарной сигнализации, связи назначена – I категория по надежности электроснабжения которая обеспечивается источниками бесперебойного питания.

Обеспечение электробезопасности.

В целях электробезопасности система АСУТП подлежит защитному заземлению.

Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции. Для заземления электроустановок могут быть использованы искусственные и естественные заземлители. Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны. Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т.д. в течение всего периода эксплуатации.

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

Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ

РАЗМЕЩЕНИЕ И МОНТАЖ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АСУ ТП

Монтаж систем автоматизации и кабельной продукции выполняется в соответствии с рабочей документацией, с учетом требований заводов-изготовителей приборов и средств автоматизации, с соблюдением требований нормативных документов ПУЭ, СП 77.13330.2016.

Датчики технологических параметров, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются на закладных конструкциях, предусмотренных в технологической части проекта.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 составляет минус 35 °С.

Типы кабелей для прокладки в блоках и сооружениях приняты с учетом требований ГОСТ 31565-2012. Для прокладки кабелей внутри блоков предусматриваются кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке (категории А), с низким дымо- и газовыделением (исполнение нг-LS). Для систем противопожарной защиты предусматриваются кабели исполнения нг (А)-FRLS.

Для наружной прокладки предусматриваются кабели, не распространяющие горение при групповой прокладке (категории А) в холодостойком исполнении (исполнение нг(А)-ХЛ).

Для подключения интерфейсных сигналов применяются экранированные кабели.

В соответствии с п.13.8 СП 423.1325800.2018 «Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах» экран кабеля во взрывоопасных зонах должен быть электрически соединен с заземлителем, расположенным вне взрывоопасной зоны, только в одной точке, обычно на конце цепи. Это требование должно исключать возможность протекания через экран искроопасного уравнительного тока из-за разных местных потенциалов земли между концами цепи.

Кабели прокладываются по кабельной эстакаде (проектируемой и существующей) на высоте не менее 2,5м от уровня земли на отдельной от электрических кабелей кабельной полке в стальном коробе (п.п. 2.1.11, 2.1.46, 2.1.47, 2.3.15 ПУЭ). Предусмотрен резерв жил кабеля в количестве 10% от количества рабочих, но не менее одной жилы.

Кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изгибов и у соединительных и стопорных муфт (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

Кабели, проложенные вертикально по конструкциям и стенам, должны быть закреплены так, чтобы была предотвращена деформация оболочек и не нарушались соединения, жил в муфтах под действием собственного веса кабелей (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

В целях пожарной безопасности внутри коробов должны устанавливаться огнепреградительные пояса: на вертикальных участках - на расстоянии не более 20 м, а также при проходе через перекрытие; на горизонтальных участках - при проходе через перегородки (п. 2.3.124 (5) ПУЭ).

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

Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
							14

В местах прохода кабелей через стены или выхода их наружу проход должен быть выполнен в трубе с заделкой зазоров между кабелями и трубой легкоудаляемой массой из негоряемого материала с обеспечением предела огнестойкости проёма не менее предела огнестойкости стены (п. 7 ст. 82 Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ, п. 2.1.58, п. 7.3.112 ПУЭ, СП 76.13330.2016).

Кабели (в том числе бронированные), расположенные в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц), должны быть защищены по высоте на 2 м от уровня пола или земли и на 0,3 м в земле (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

Контрольные и силовые кабели прокладываются на разных кабельных полках, искробезопасные цепи прокладываются в отдельных коробах от искроопасных цепей.

Проектом предусмотрена защита кабелей от механических повреждений при выходе из коробов путем прокладки кабелей в металлорукаве гибком оцинкованном с уплотнением Ду20. (п.п. 2.3.15, 2.1.47 ПУЭ).

Прокладка контрольных кабелей допускается пучками на лотках и многослойно в металлических коробах при соблюдении следующих условий:

- наружный диаметр пучка кабелей должен быть не более 100 мм.
- высота слоев в одном коробе не должна превышать 150 мм.
- в пучках и многослойно должны прокладываться только кабели с однотипными оболочками.
- крепление кабелей в пучках, многослойно в коробах, пучков кабелей к лоткам следует выполнять так, чтобы была предотвращена деформация оболочек кабелей под действием собственного веса и устройств крепления.
- в каждом направлении кабельной трассы следует предусматривать запас емкости не менее 15 % общей емкости коробов.
- прокладка силовых кабелей пучками и многослойно не допускается.

Выбор сечения проводников должен соответствовать стойкости к окружающей среде. Наименьшие допускаемые сечения проводников с медными жилами цепей управления, сигнализации, измерения и блокировки во взрывоопасных зонах всех классов должны быть не менее 1,0 мм² (п.10.2.6 СП 423.1325800.2018 «Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах»)

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

Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
							15

5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

В проекте выполнены все необходимые мероприятия, обеспечивающие безопасную работу объекта, а именно:

- во взрывоопасных зонах и помещениях установлены приборы во взрыво- и искробезопасном исполнении или с искробезопасными цепями.

Лицами, ответственными за ввод в эксплуатацию сооружений, должен быть разработан план эксплуатации и технического обслуживания систем инженерно-технического обеспечения, включая периодические контрольные проверки, для поддержания требуемой функциональной безопасности в период эксплуатации и технического обслуживания систем (ГОСТ 53195.2-2008).

Эксплуатация, техническое обслуживание, ремонт и периодический контроль систем автоматизации и комплексной системы безопасности должны осуществляться таким образом, чтобы в период эксплуатации систем поддерживались заданные требования функциональной безопасности.

Специализированный персонал должен организовывать и проводить работы, связанные с ТО и ТР систем, в строгом соответствии с действующими законами Российской Федерации, техническими регламентами, п. 5 ГОСТ Р 54101-2010 и в соответствии с требованиями, предъявляемыми национальными стандартами, сводами правил и технической (эксплуатационной) документацией на системы и их составные части, а также с регламентами на проведение ТО и ТР систем.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ

6 РЕШЕНИЯ ПО ЧИСЛЕННОСТИ, КВАЛИФИКАЦИИ И ФУНКЦИЯМ ПЕРСОНАЛА АСУ ТП, РЕЖИМАМ ЕГО РАБОТЫ И ПОРЯДКУ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ

Режим работы оперативного персонала с системой - периодический, без постоянного присутствия.

Пользователями Системы являются технологические и оперативные службы Заказчика.

Ремонт и техобслуживание комплекса технических средств АСУ ТП, а также программное сопровождение должны выполнять специализированные производственные подразделения. Вид технического обслуживания комплекса технических средств - периодический. Профилактическое обслуживание должно производиться раз в 3 месяца.

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

Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата	ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ

7 ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Необходима доработка существующей системы диспетчерского контроля и управления для телесигнализации положения электроприводной задвижки, расположенной на выходе проектируемой АГЗУ, контроль и управление которой выполняется дискретными сигналами.

ПО ПЛК должно иметь возможность выполнять следующие функциональные задачи:

- задание с верхнего уровня на ПЛК всех уставок для работы технологических защит и блокировок;
- задание с верхнего уровня на ПЛК типоразмеров датчиков и типов термодатчиков (при измерении этих параметров не должна возникать необходимость внесения изменения в алгоритмах ПЛК);
- блокировки датчиков, участвующих в отработке технологических защит и аварий, с верхнего уровня, с целью исключить его из анализа;
- снятия и установки защит и аварий с верхнего уровня;
- проведения инициализации всех уставок, типоразмеров датчиков и термодатчиков базовыми значениями с верхнего уровня при холодном перезапуске системы.

ПО Системы должно строиться по модульному принципу.

Операционная система, служебные программы, связанное ПО и базовое ПО должны быть стандартными и основываться на широкодоступных программных пакетах.

Требование к независимости программных средств от используемых средств вычислительной техники и операционных систем:

- должна обеспечиваться работа ПО Системы на любой ПЭВМ, совместимой с IBM PC.

Требования к составу документации по программному обеспечению:

- состав документации по программному обеспечению определяется ГОСТ 34.602-89, ГОСТ 34.201-89.

Обеспечение информационной безопасности.

Разрабатываемая система АСУТП соответствует требованиям Федерального закона «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» от 21.07.2011 № 256-ФЗ, локальных нормативных актов ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть» в части обеспечения информационной безопасности и организации защиты информации.

Средства системы защиты информации обеспечивают конфиденциальность, целостность и доступность обрабатываемой информации.

Обеспечение информационной безопасности в разрабатываемой АСУ ТП осуществляется в соответствии с требованиями и нормами АО "Газпромнефть-ННГ".

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

							ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
								18
Изм..	Кол.уч.	Лист	Недок.	Подп.	Дата			

8 ССЫЛОЧНЫЕ И НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

1. Федеральный закон РФ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 29 июля 2018 года).
2. Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 27 декабря 2018г.).
3. Федеральный закон РФ от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (с изменениями на 2 июля 2013г.)
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015г.) (редакция, действующая с 1 января 2017г.).
5. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений» (с Изменением №1).
6. ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP) (Издание с Поправкой).
7. ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» (с Изменениями №1, 2, 3, 4, 5).
8. ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» (с Изменениями №1, 2).
9. ГОСТ Р 8.733-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа» Общие метрологические и технические требования (с Изменением №1, с Поправкой).
10. ГОСТ Р 50571.22-2000 (МЭК 60364-7-707-84) Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 707. Заземление оборудования обработки информации.
11. ГОСТ 31565-2012 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности».
12. МИ 2439-97 «Рекомендация. ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля».
13. Постановление «О противопожарном режиме» (с изменениями на 23 апреля 2020 года).
14. ПУЭ «Правила устройства электроустановок». 7-е издание.
15. РМ 4-23-93 «Системы автоматизации. Схемы трубных проводок для измерения давления, расхода и уровня. Правила построения».
16. СТО 11233753-007-2012 «Системы автоматизации. Проектирование и монтаж проходов проводок через ограждающие строительные конструкции».
17. СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85».

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

						ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ	Лист
Изм..	Кол.уч.	Лист	Нодок.	Подп.	Дата		19

- 18. М-15.05.01.01-01 «Концепция автоматизации БРД. ПАО «Газпром нефть»;
- 19. М-15.05.01.01-02 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД»;
- 20. М-15.05.02.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУТП БРД»;
- 21. М-15.05.02.01-04 «Выбор программной и аппаратной платформы АСОПИ, АСОДУ».
- 22. СП 60.13330.2020 «Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»

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

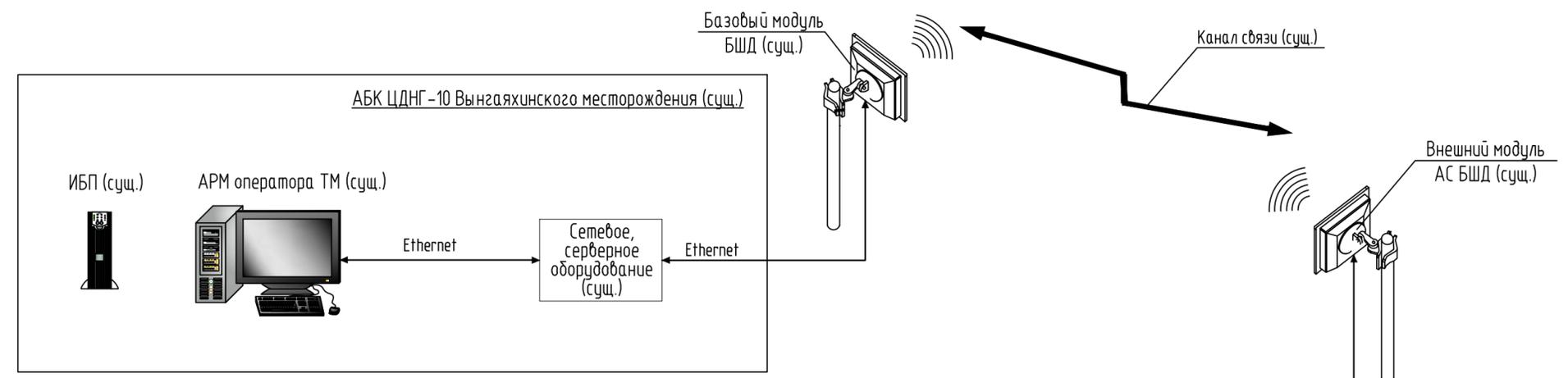
Изм.	Кол.уч.	Лист	Чедок.	Подп.	Дата

ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ТЧ

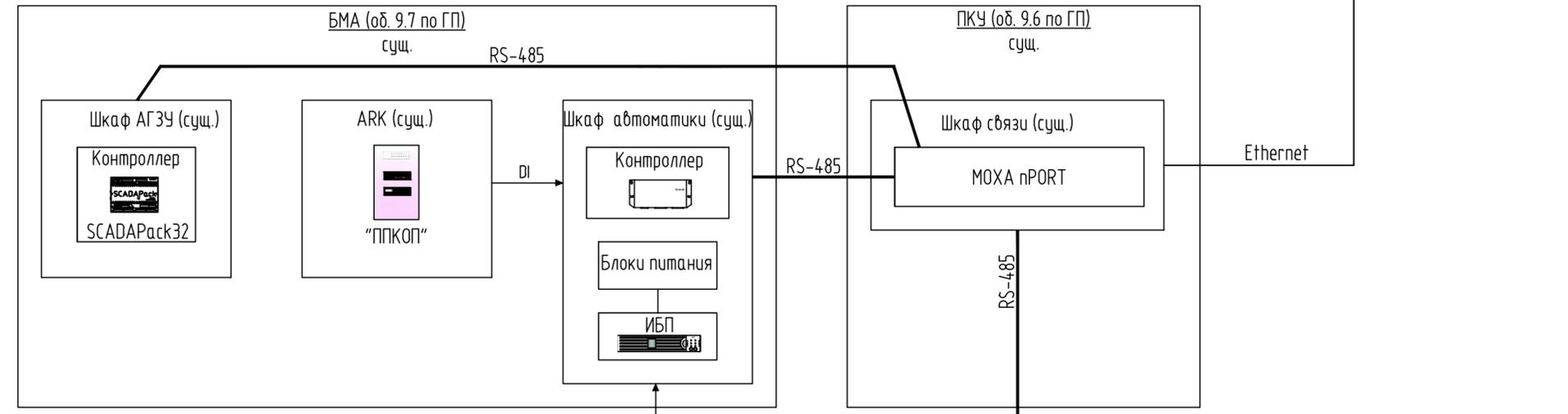
Согласовано

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

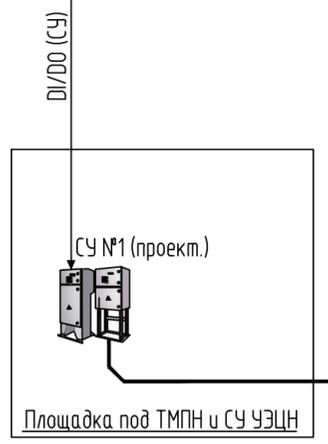
Верхний уровень
(АРМ оператора, сервер)



Средний уровень (Шкафы управления и контроллерное оборудование)



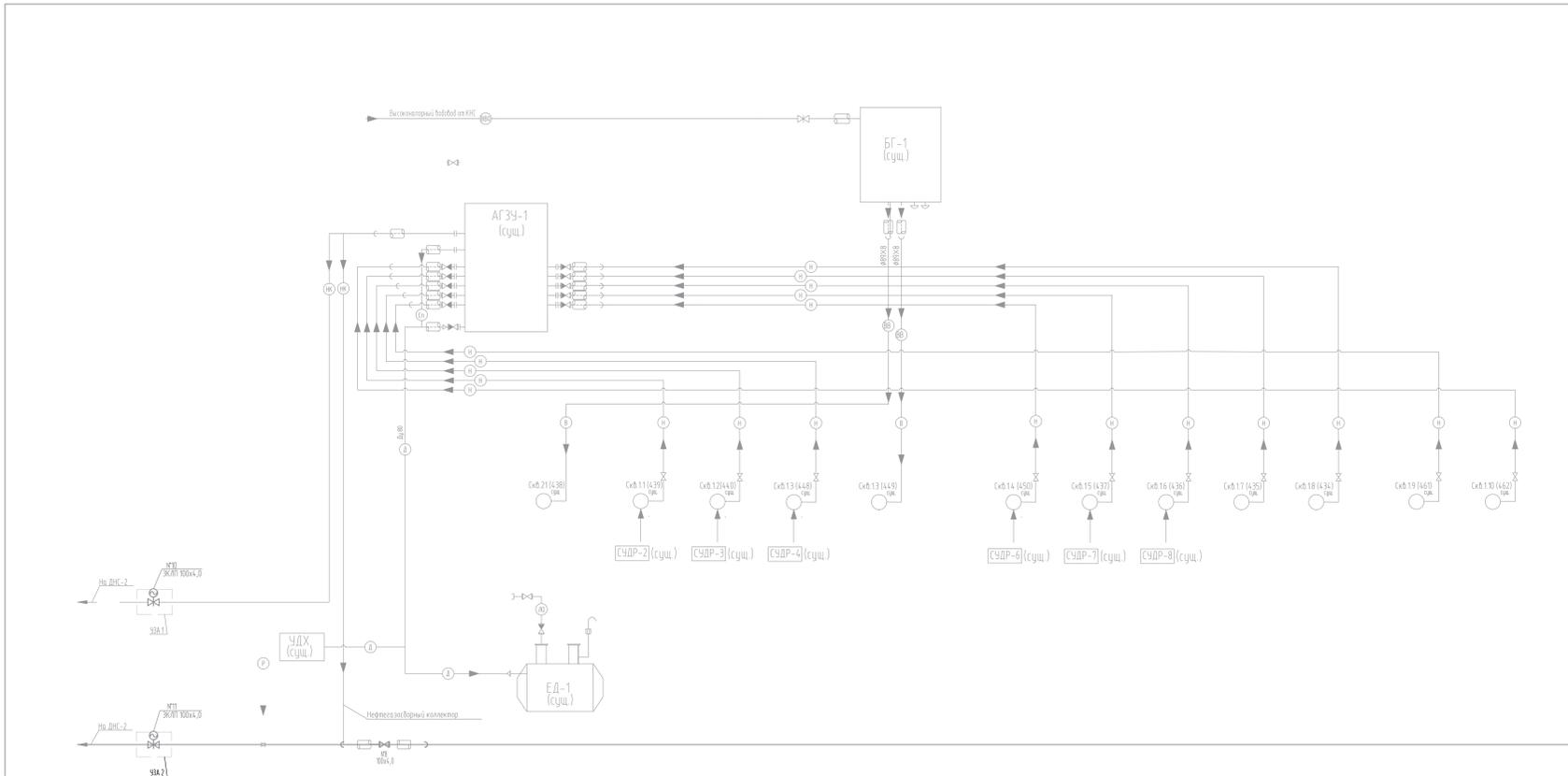
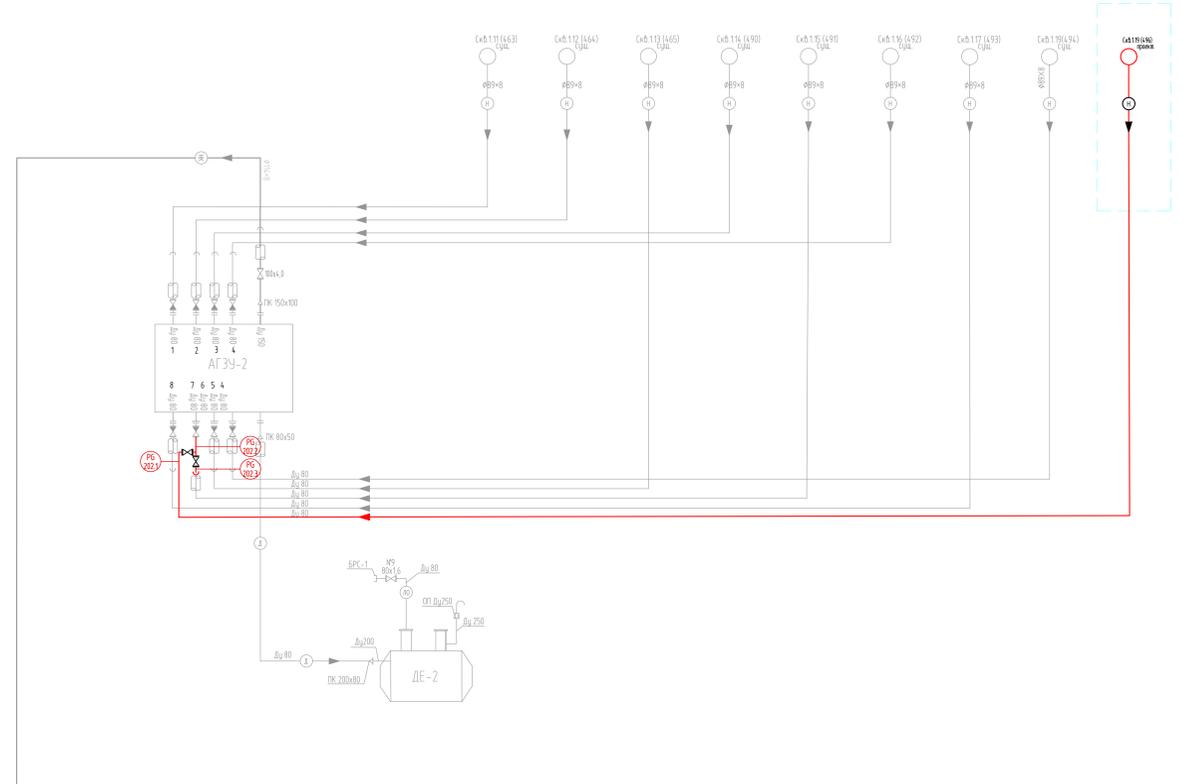
Нижний уровень (полевое оборудование)



Условные обозначения

- АРМ - автоматизированное рабочее место,
- СУ - станция управления,
-
- AI - входные аналоговые сигналы,
- DI - входные дискретные сигналы,
- DO - выходные дискретные сигналы.

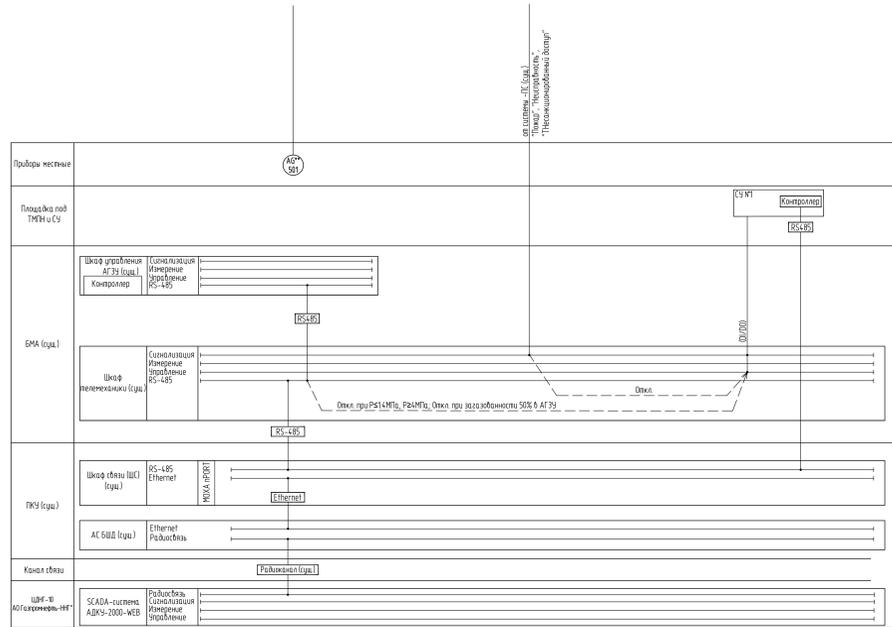
						ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-001			
						Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений			
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Куст скважин № 138. Четвертая очередь.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Хаиров	09.2022		П		1
Проверил				Калимуллин	09.2022				
Н.Контр				Годжаев	09.2022	Схема структурная	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
ГИП				Мухитдинов	09.2022				



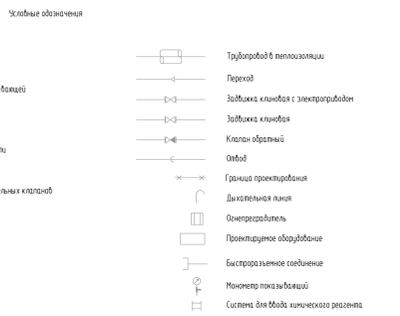
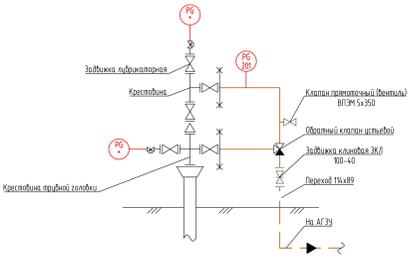
Экспликация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
Ранее запроектированное оборудование					
АГЗУ-1, АГЗУ-2	АГЗУ 44-10-400, 100, БК	Защитные устройства	2		
БГ-1	БГ 25-80-4-С-Т-0-В-4-1-1	Блок распределительной автоматики	1		
СУДР-1, 10	СУДР-0101	Объемная регулирующая гидравлическая компенсация	10		
УДХ	УДХ	Уплотнительная гидравлическая компенсация	1		
ЕД-1	ЕД-12,5-2000-1600-3	Дренажная емкость	1		
СДММЗС-440, СДММЗС-440, СДММЗС-440, СДММЗС-440	АРК 65x21	Добывающая скважина	10		
СДММЗС-440	АРК 65x21	Добывающая скважина	10		
СДММЗС-440	АРК 65x35	Уплотнительная скважина	2		
ДЕ-2	ЕД-8-2000-2400	Дренажная емкость 1*8 м³	1		
Проектируемое оборудование					
СДММ	АРК 65x21	Добывающая скважина	1		

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примеч.
Проборы местные			
РД	Манометр показывающий	1	поз.201
АБ	Пирометр изометризатор	1	поз.501



Обвязка добывающей скважины №19(496)

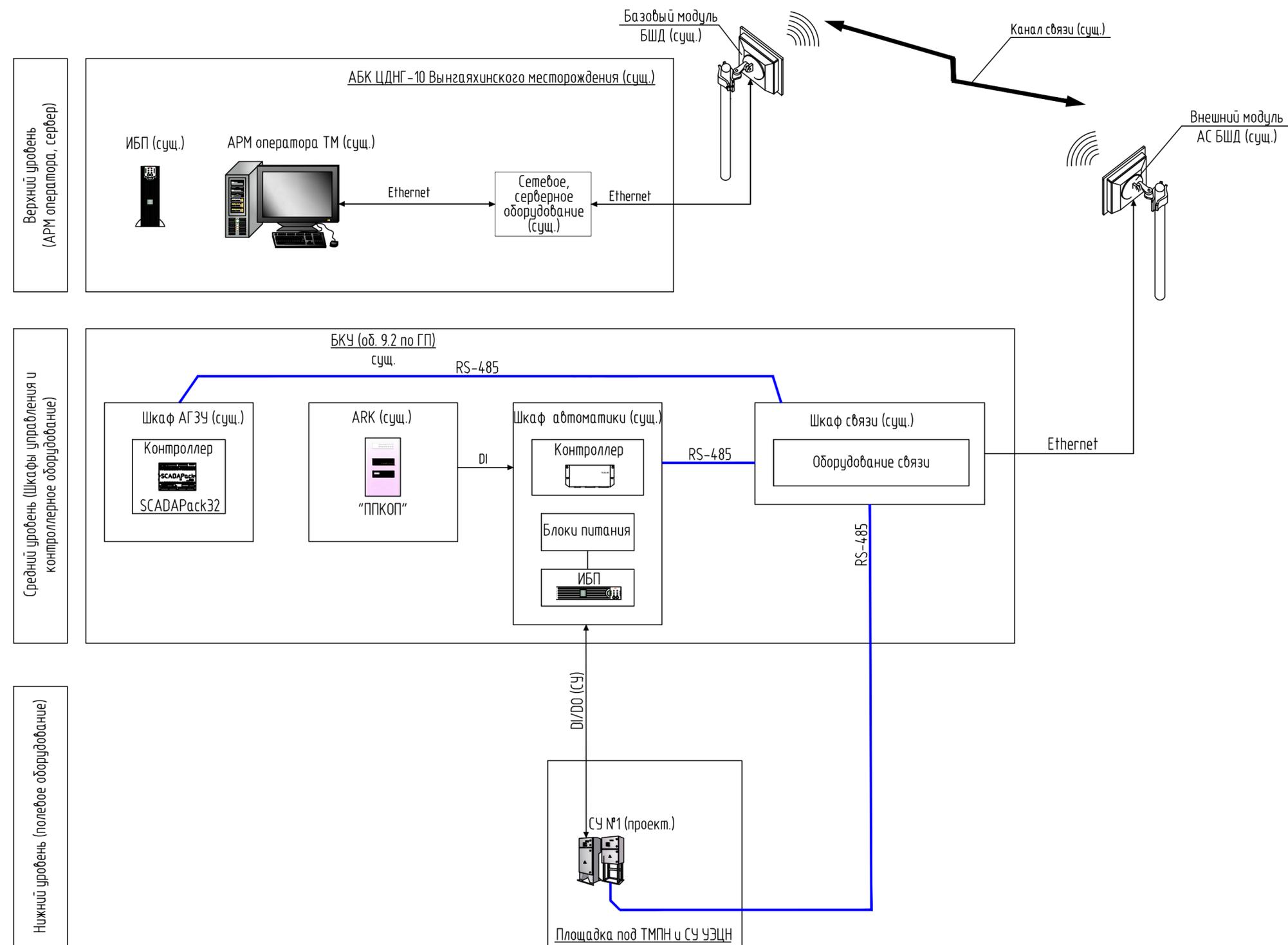


* - в комплекте с устройством
 ** - оборудование в наличии у Заказчика

Изм.	Кол.	Дата	Исполн.	Провер.	Согласован	Содержание
01	1	01.10.2023	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.
02	1	01.10.2023	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.
03	1	01.10.2023	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.
04	1	01.10.2023	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.	И.И.И.

ИИЭ - 39-21-П-ИИЭТ.3-ГЧ-002
 Обслуживание автоматизированной системы вычислительного, вычислительного, контрольного, контрольного и контрольного оборудования

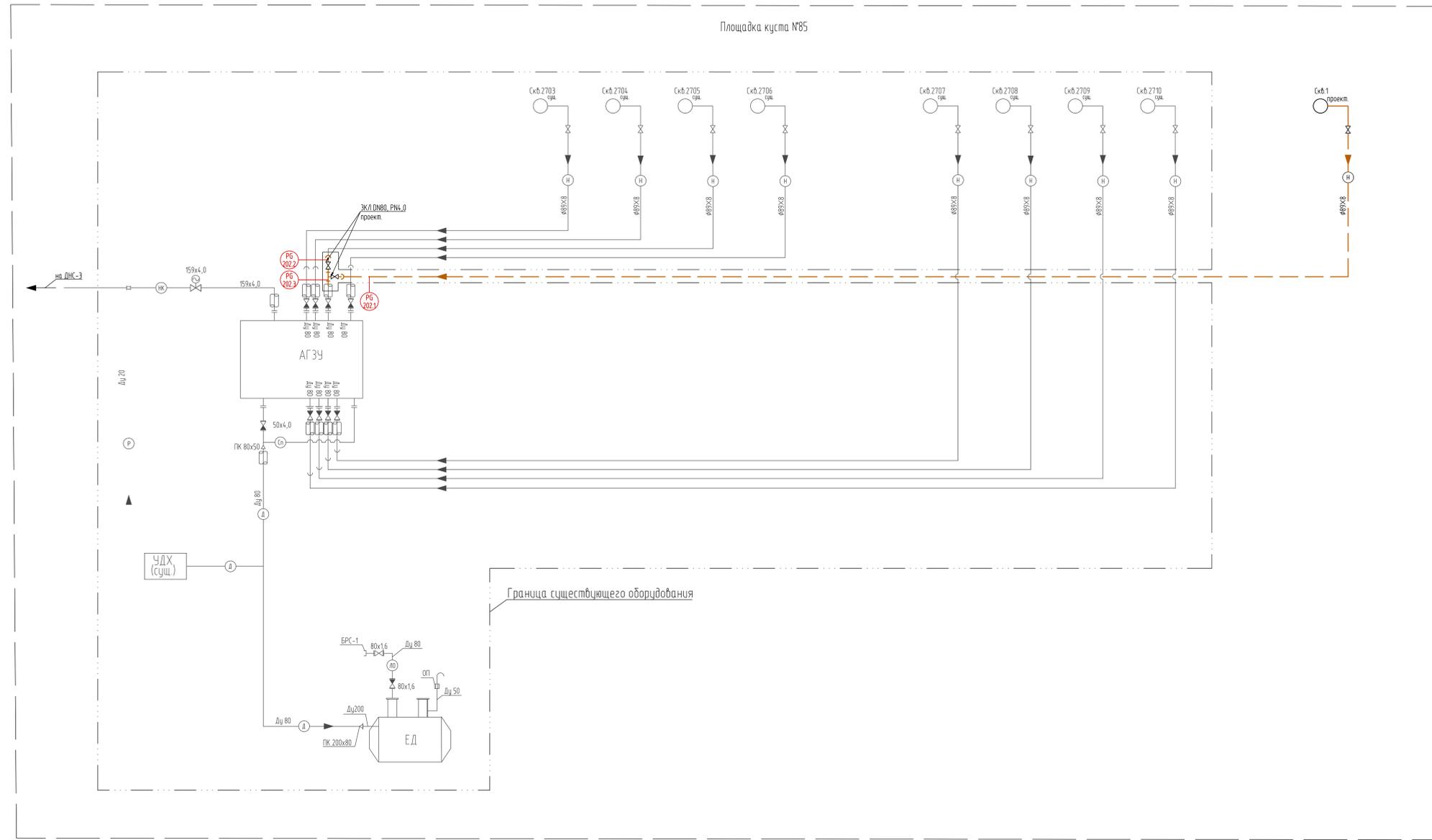
Согласовано					
Инф. № подл.	Взам. инф. №	Подп. и дата			



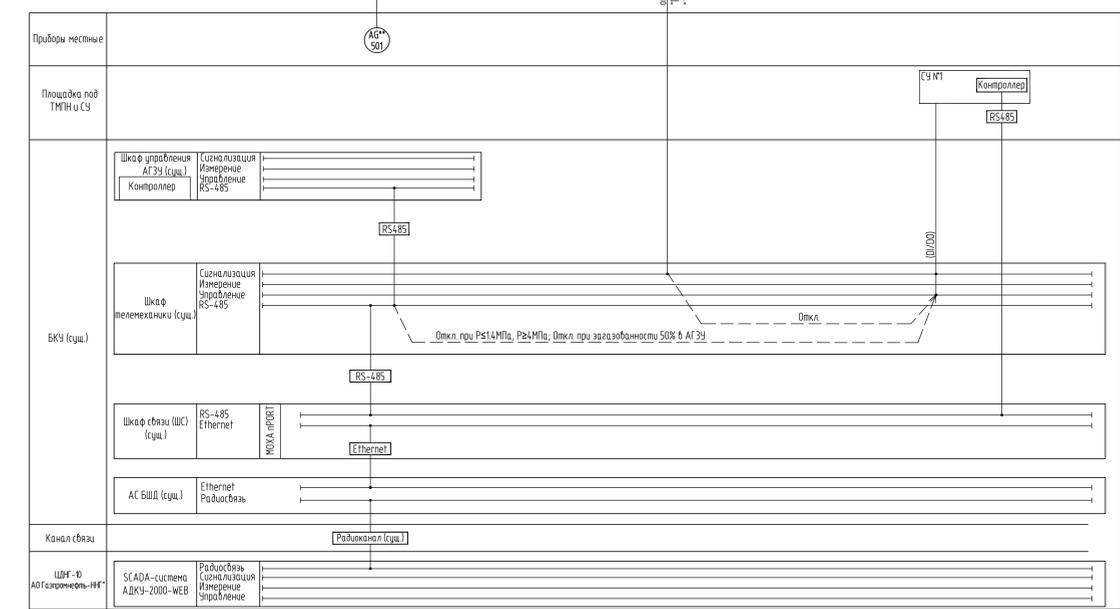
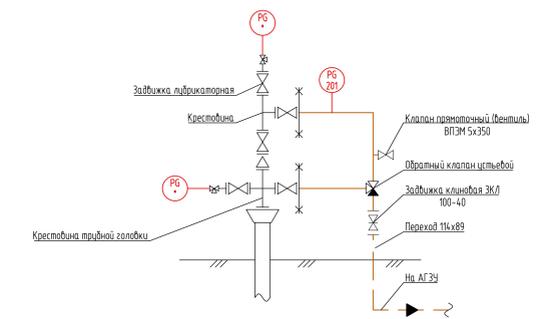
Условные обозначения

- АРМ - автоматизированное рабочее место,
- СУ - станция управления,
-
- AI - входные аналоговые сигналы,
- DI - входные дискретные сигналы,
- DO - выходные дискретные сигналы.

						ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-003			
						Обустройство дополнительных шкафов Вынгаяхинского, Валынтойского, Карамовского, Крайнего месторождений			
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Куст шкафов № 85. Вторая очередь.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Хаиров	09.2022		П		1
Проверил				Калимцелин	09.2022	Схема структурная	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"		
Н.Контр				Годжаев	09.2022				
ГИП				Мухитдинов	09.2022				



Обвязка добывающей скважины №1



Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
	Приборы местные		
PG	Манометр показывающий (0-6МПа)	1	поз.201
AG	Переносной газонализатор	1	поз.501

Перечень оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
	Существующее оборудование		
Скв.2703..2710	Скважина добывающая	8	
АГЗУ	Замерная установка на 8 подключений	1	
ЕД	Дренажная емкость V=12,5м³	1	
УДХ	Установка дозирования хлористого	1	
	Проектируемое оборудование		
Скв.№1	Скважина добывающая	1	

* при вводе в эксплуатацию проектируемой скважины №1, существующая скважина №2705 будет переведена под нагнетание

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Устье скважины добывающей
	Трубопровод выходящий проектируемый
	Линия отсечки из дренажной емкости
	Нефтегазосборный коллектор
	Трубопровод сброса с предохранительных клапанов
	Трубопровод дренажный
	Трубопровод пропарки дренажной емкости
	Трубопровод выхлопной дренажной емкости
	Трубопровод в теплоизоляции
	Переход
	Задвижка клапанная с электроприводом
	Задвижка клапанная
	Клапан обратный
	Отвод
	Граница проектирования
	Клапан выхлопной со встроенным огнепреградителем
	Проектируемое оборудование
	Быстрозъемное соединение
	Система для MoRa химического реагента

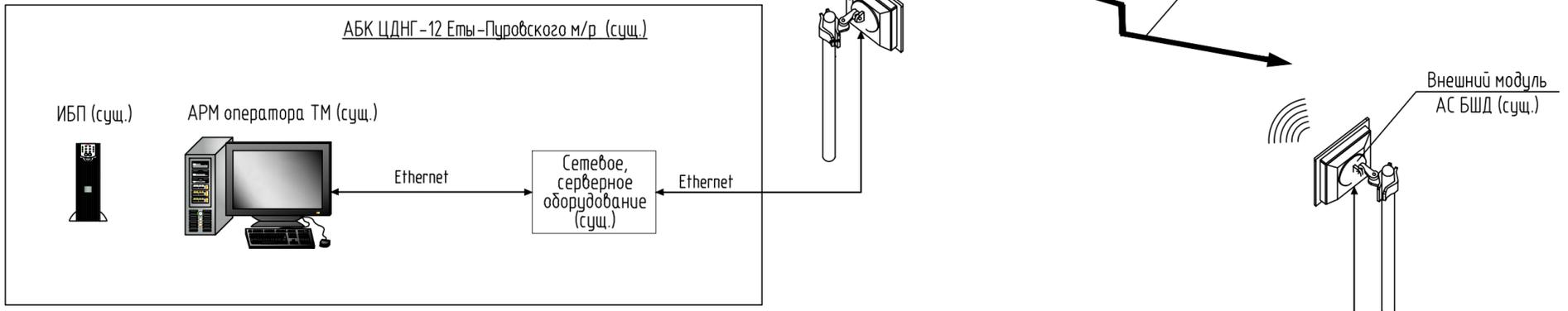
* - приборы комплекта с технологическим оборудованием
 ** - оборудование в наличии у Заказчика

ИИГ - 39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-004					ИИГ - 39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-004		
Обустройство автоматических скважин Высокотехнического, Валентийского, Караманского, Крайнего месторождений							
Исполн.	Кол.	Дата	Место	Сторона	Страна	Лист	Итого
Мушкетер	Мухоморов	27.09.2022	ИИГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-004	ИИГ	Россия	1	1
Пробир.	Калининский	27.09.2022	ИИГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-004	ИИГ	Россия	1	1
Куст скважин № 85. Вторая очередь.					Страна	Лист	Итого
Исполн.	Годжаев	27.09.2022	ИИГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-004	ИИГ	Россия	1	1
ИП	Мухоморов	27.09.2022	ИИГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-004	ИИГ	Россия	1	1

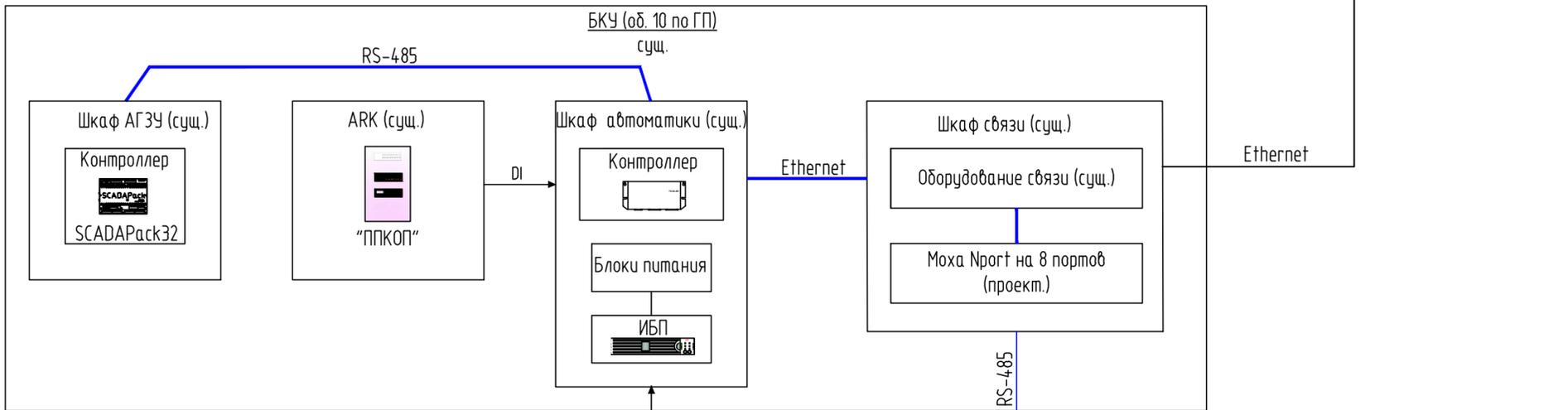
Согласовано

Инф. № подл.	Подп. и дата	Взам. инф. №

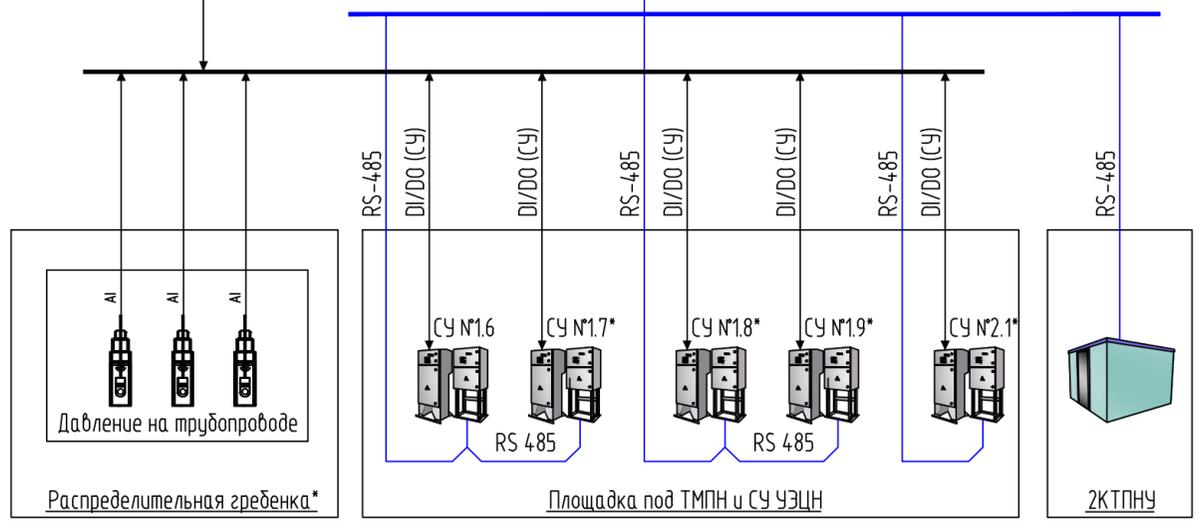
Верхний уровень
(АРМ оператора, сервер)



Средний уровень (Шкафы управления и контроллерное оборудование)



Нижний уровень (полевое оборудование)



Условные обозначения

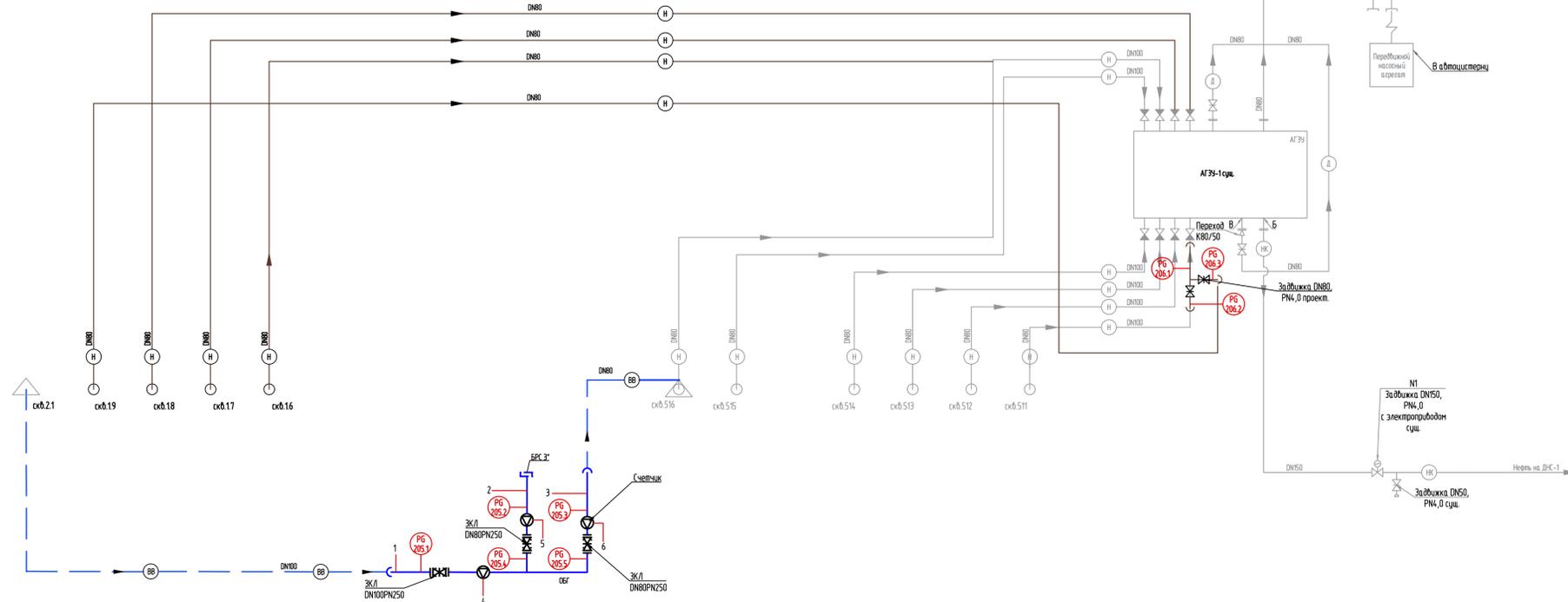
АРМ - автоматизированное рабочее место,
СУ - станция управления,

AI - входные аналоговые сигналы,
DI - входные дискретные сигналы,
DO - выходные дискретные сигналы.

* - учтено в других этапах проекта

Изм.						Кол.						Лист						№ док						Подпись						Дата																	
Разраб.												Хаиров												09.2022																							
Проверил												Калимуллин												09.2022																							
Н.Контр												Годжаев												09.2022																							
ГИП												Мухитдинов												09.2022																							
																		ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-005																													
																		Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений																													
																		Куст скважин № 310. Вторая очередь.																													
																		Стадия						Лист						Листов																	
																		П												1																	
																		Схема структурная																													
																		ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"																													

Площадка куста №310



Экспликация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед. кз	Примечание
Существующее оборудование					
сх.б.М511-515		Скважина добывающая	6		сущ.
AG 39-1	ИВВ-1-3-400-800-Д-В-Т-М-2-К-ЭЛ-ВК-СД	Энергия установка на 8 подклещей	1		сущ.
ДБ-1		Дренажная емкость V=8 м3	1		сущ.
Проектируемое оборудование					
сх.б.М16-19		Скважина добывающая	4		проект.
сх.б.М16		Скважина нагнетательная	1		проект.
сх.б.М21		Скважина довозоборная	1		проект.
БГ		Блок гребенок	1		проект.

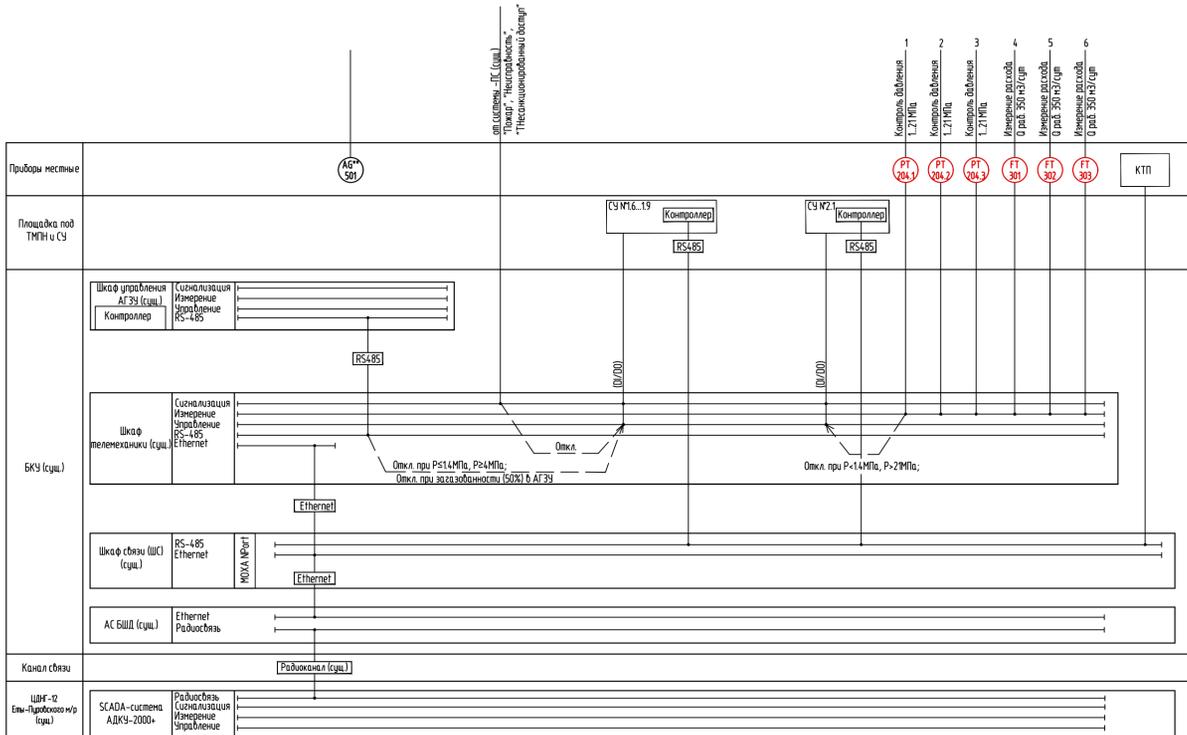
Условные обозначения

	Трубопровод вышестоящий проектируемый
	Трубопровод вышестоящий ранее запроектированный
	Высокотемпературный трубопровод проектируемый
	Трубопровод вышестоящий дренажной емкости
	Трубопровод дренажный
	Трубопровод сброса газа с преобразовательных клапанов АГ 39
	Трубопровод отвода из дренажной емкости
	Трубопровод пропарки дренажной емкости
	Дымоходная линия
	добывающая скважина
	нагнетательная скважина с предварительной отработкой на нефть
	возоборная скважина
	Забойка клапанов
	Счетчик СВЗ
	Вентиль для отбора проб
	Клапан обратный устьевой

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примеч.
Лабиринты местные			
PG	Манометр показывающий 0-6МПа	7	поз.2011.2014, 206.1, 206.3
PG	Манометр показывающий 0-4МПа	7	поз.202, 203, 205.1, 205.5
PT	Датчик давления 0-25МПа	3	поз. 204.1, 204.3
FT	Расходомер	3	поз.301, 303
AG	Переносная газонаполнитель	1	поз.501

Этапы строительства:

- 7 этап - Обустройство нагнетательной скважины № скважина М516;
- 8 этап - Обустройство добывающей скважины № 16;
- 9 этап - Обустройство добывающей скважины № 17;
- 10 этап - Обустройство добывающей скважины № 18;
- 11 этап - Обустройство добывающей скважины № 19;
- 12 этап - Обустройство довозоборной скважины № 21, блок напорной гребенки.



Обвязка добывающих скважин (№16..19)

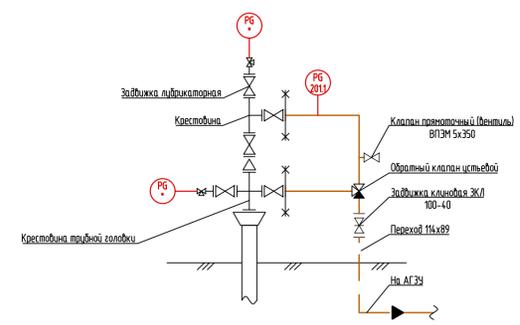
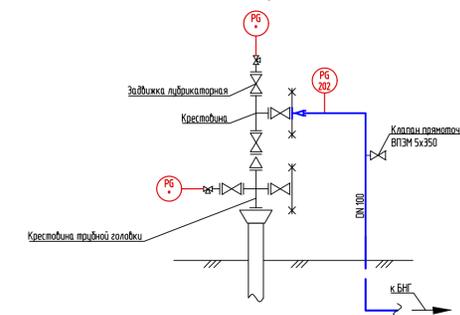


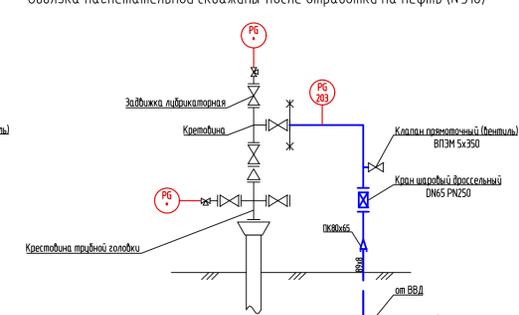
Таблица применимости добывающих скважин

Скважина	Этап	Позиция
16	8	2011
17	9	2012
18	10	2013
19	11	2014

Обвязка довозоборной скважины (№21)



Обвязка нагнетательной скважины после отработки на нефть (№516)



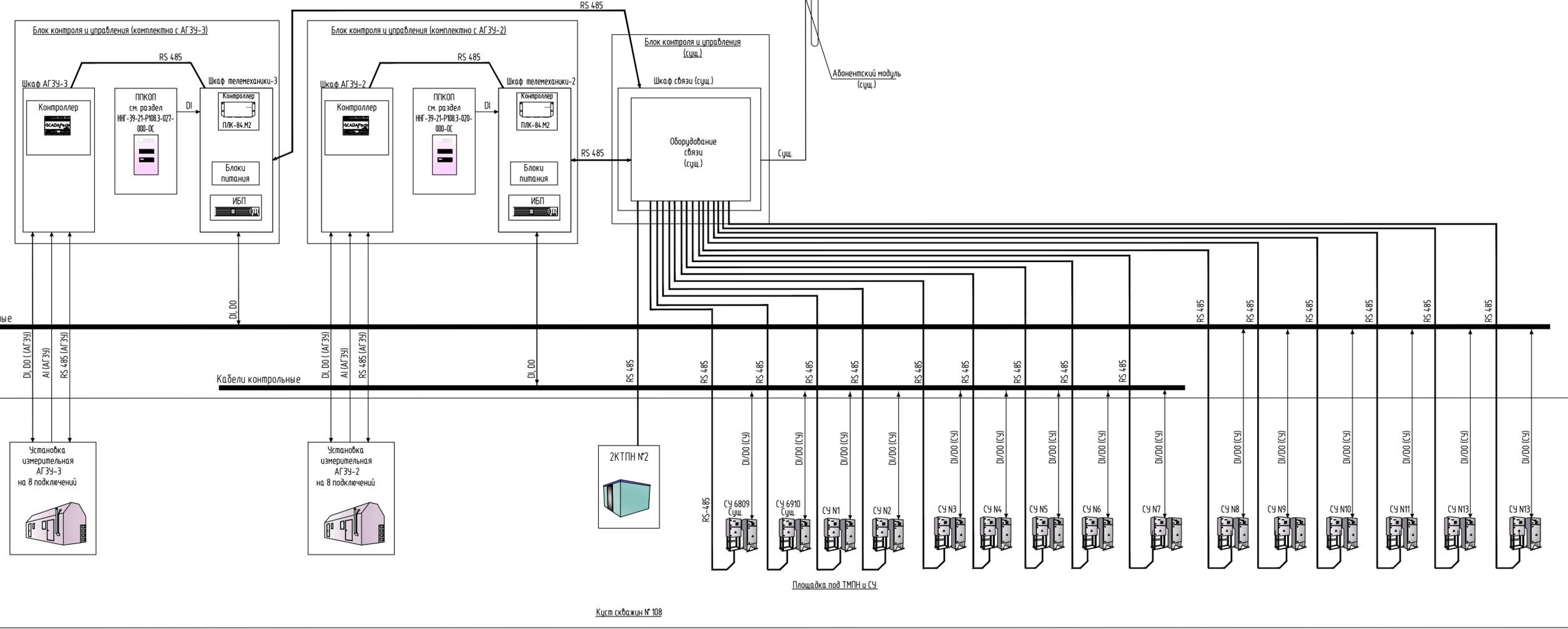
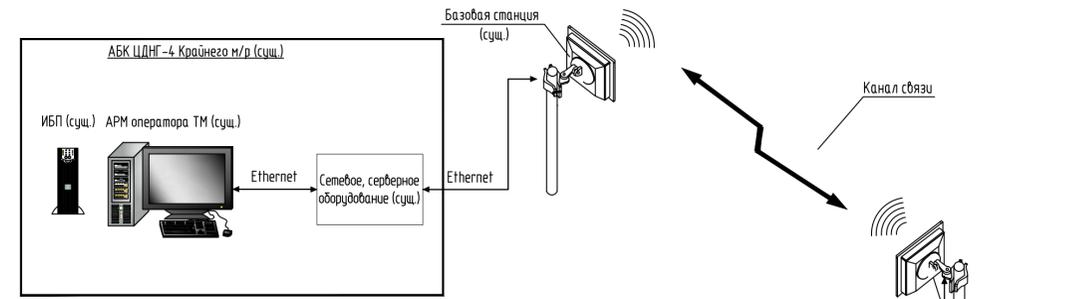
* - приборы комплект с технологическим оборудованием
 ** - оборудование в наличии у Заказчика

ИИГ - 39-21-П-ИОС7-3-ГЧ-006					
Обустройство дополнительных скважин Вытежского, Валынского, Карамского, Кадынского месторождений					
Исполн.	Клиент	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.
Разработчик	Утвержден	Исполнен	Исполнен	Исполнен	Исполнен
Проверен	Калинин	09.2022	09.2022	09.2022	09.2022
Исполнен	Годков	09.2022	09.2022	09.2022	09.2022
Тип	Мультиязык	09.2022	09.2022	09.2022	09.2022
Схема автоматизации				000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"	
ИИГ - 39-21-П-ИОС7-3-ГЧ-006, В001.dwg					

Верхний уровень
(АРМ оператора, сервер)

Средний уровень (Шкафы управления и контроллерное оборудование)

Нижний уровень (полевое оборудование)



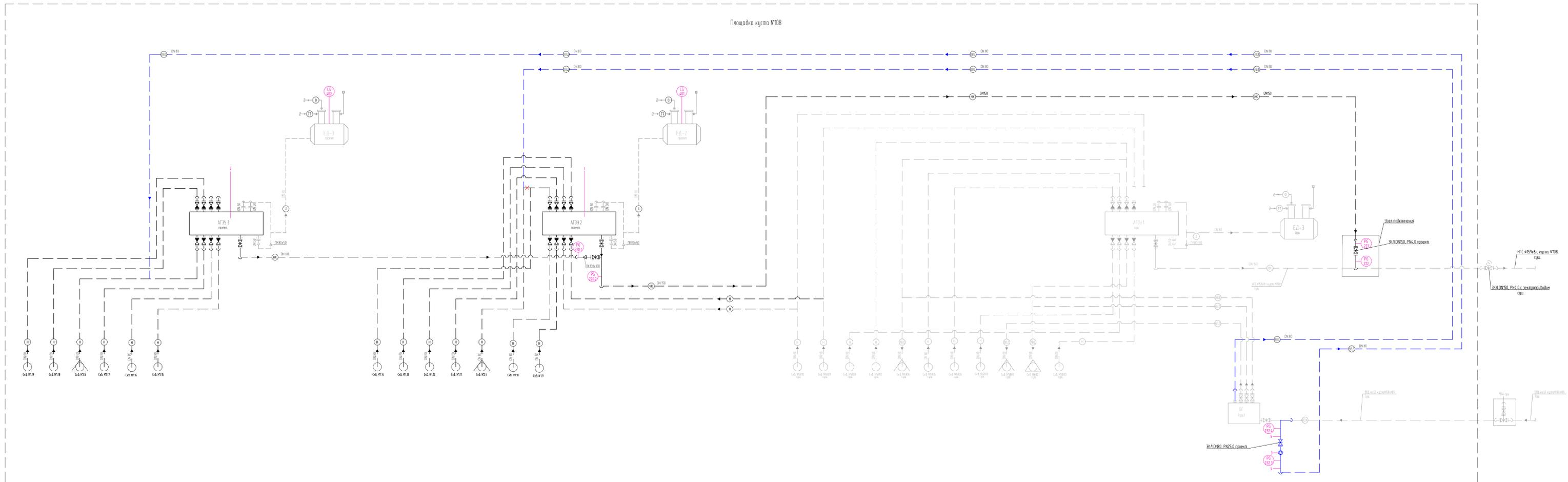
Условные обозначения

АРМ-автоматизированное рабочее место,
СУ-станция управления,
АГЗУ- установка измерительная.

AI- входные аналоговые сигналы,
DI- входные дискретные сигналы,
DO- выходные дискретные сигналы.
RS485 - интерфейсные сигналы

						ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-007		
						Обустройство дополнительных шкафов Вынгаякского, Вальнтайского, Карамовского, Крайнего месторождений		
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Куст скважин № 108. Третья очередь.	Ставля	Лист
Разраб.	Салахова	09.2022					П	1
Проверил	Калициллин	09.2022						
Н.Контр	Гаджаев	09.2022				Схема структурная	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"	
ГИП	Мухитдинов	09.2022						

Согласовано	
Имя, № прол.	Взам. инв. №
Подп. и дата	



Перечень элементов

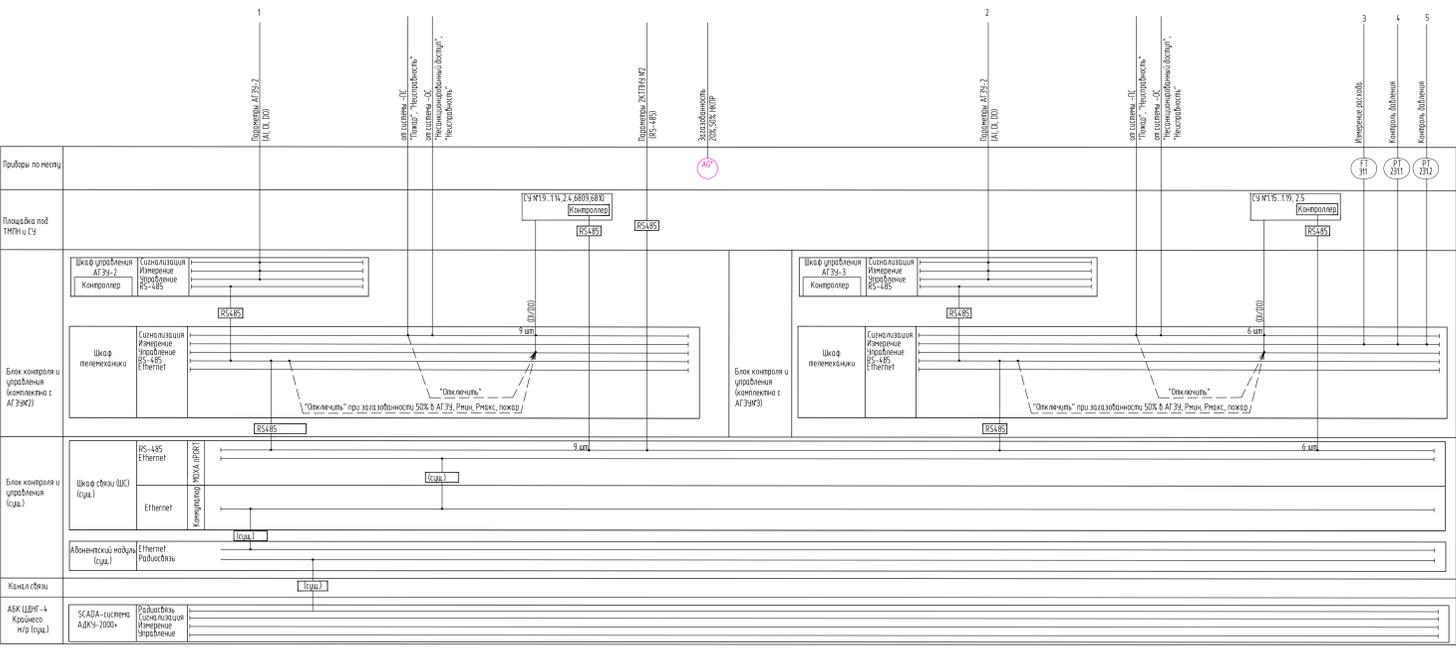
Поз	Наименование	Кол	Примечание
	Существующее оборудование		
AG	Узел арматура добывающей скважины	8	
AG	Узел арматура нагнетательной скважины	3	
AG 3x1-1	Затворная установка АГ 3x1 40-8-400	1	
ED-1	Дренажная емкость	1	V=12,5 м³
ED	Блок дренажи на 4 блока	1	
	Проектируемое оборудование		
AG 3x1-2	Затворная установка АГ 3x1 40-8-400	1	
AG 3x1-3	Затворная установка АГ 3x1 40-8-400	1	
ED-2, ED-3	Дренажная емкость	2	V=12,5 м³
AG	Узел подключения	2	
AG	Узел арматура добывающей скважины	11	
AG	Узел арматура нагнетательной скважины	2	

Условные обозначения

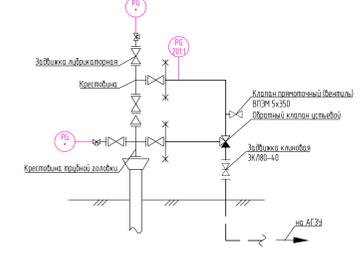
Обозначение	Наименование
— (solid line)	Трубопровод (линейный)
— (dashed line)	Перенесенный трубопровод
— (dotted line)	Трубопровод дренажный
— (dash-dot line)	Проектируемый трубопровод
— (long-dash line)	Средоточный трубопровод
— (short-dash line)	Каналы обвязки
— (dash-dot-dot line)	Добывающая скважина
— (dotted line with triangle)	Нагнетательная скважина с проекционной привязкой на нефть
— (dotted line with square)	Выключатель для обвязки скважин
— (dotted line with circle)	Каналы обвязки скважин
— (dotted line with diamond)	Дренажи с обратным клапаном
— (dotted line with triangle)	Дренажи скважин с обратным клапаном
— (dotted line with square)	Дренажи скважин с обратным клапаном
— (dotted line with circle)	Счетчик жидкости

Перечень элементов

Поз	Наименование	Кол	Примечание
PG	Манометр технический поаз. вращ. 0, 0 МПа	11	поз. 2011, 2012, 2022, 2031, 2032, 2033, 2034, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030, 2031, 2032, 2033, 2034
PG	Манометр технический поаз. вращ. 0, 40 МПа	8	поз. 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025, 2026, 2027, 2028, 2029, 2030, 2031, 2032, 2033, 2034
PT	Датчик давления 0, 25 МПа	2	поз. 2011, 2012
FT	Реле уровня	2	поз. 2011, 2012
LG	Индикатор уровня	2	поз. 2011, 2012
AG	Переносная газонаполнитель	1	Узел обвязки скважины



Обвязка добывающих скважин

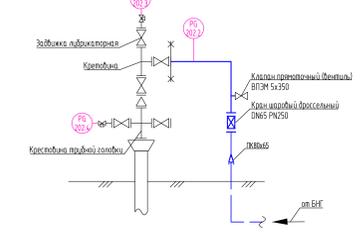


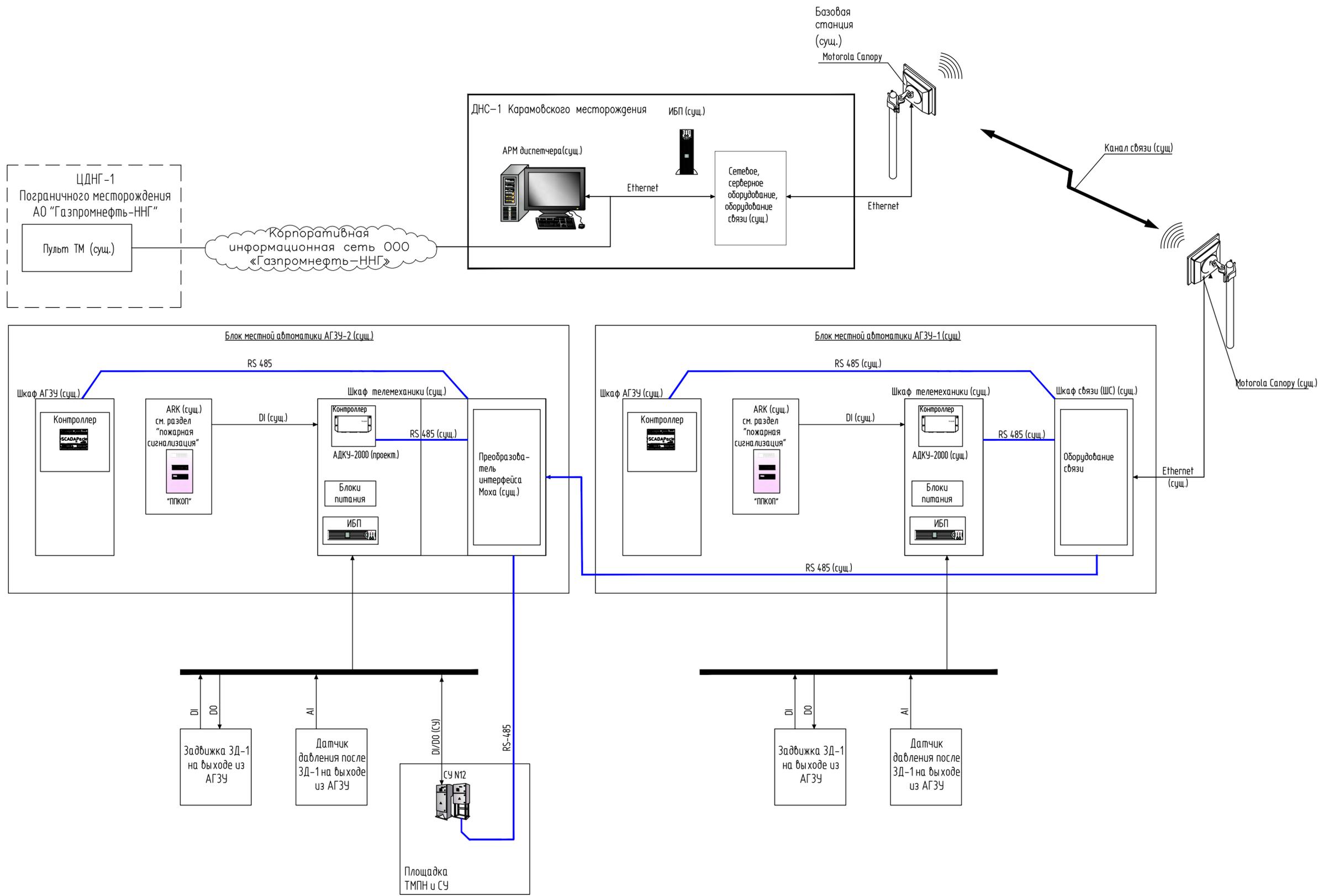
Куст скважин №108

Таблица применимости

Скважина	Позиция	PG	PG	PG	PG
19	2011				
10	2021				
24	2031	2032	2033	2034	
11	2041				
12	2051				
13	2061				
14	2071				
15	2081				
16	2091				
17	2101				
25	2111	2102	2103	2104	
18	2121				
19	2131				

Обвязка нагнетательных скважин после отработки на нефть



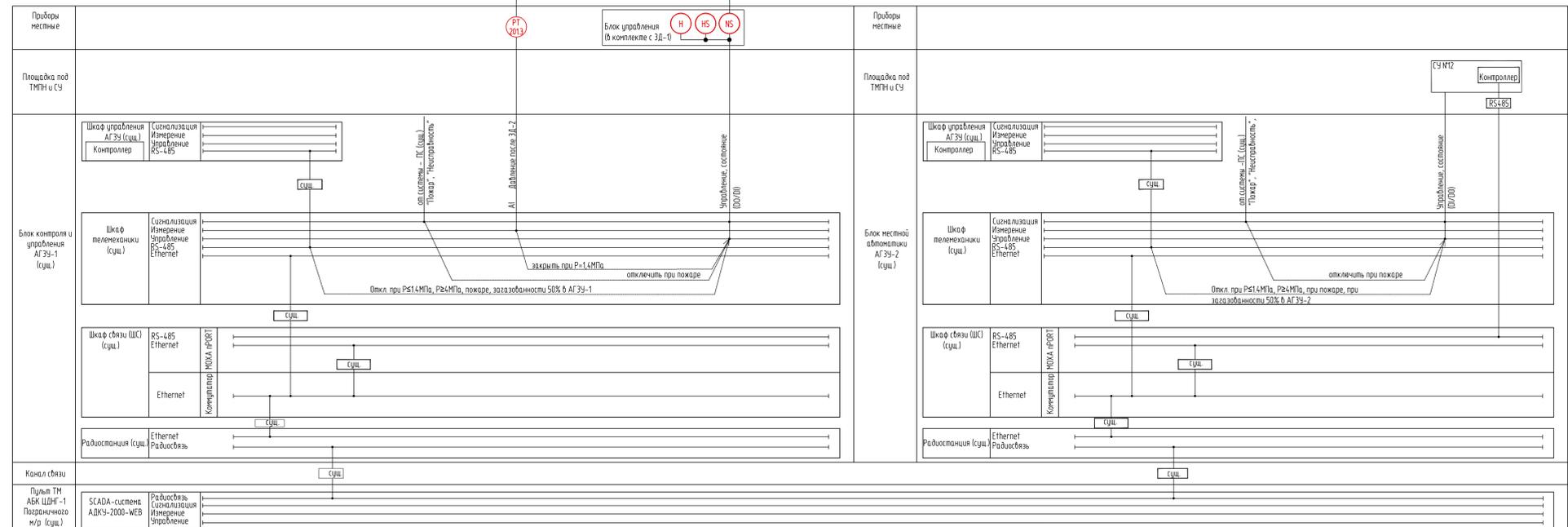
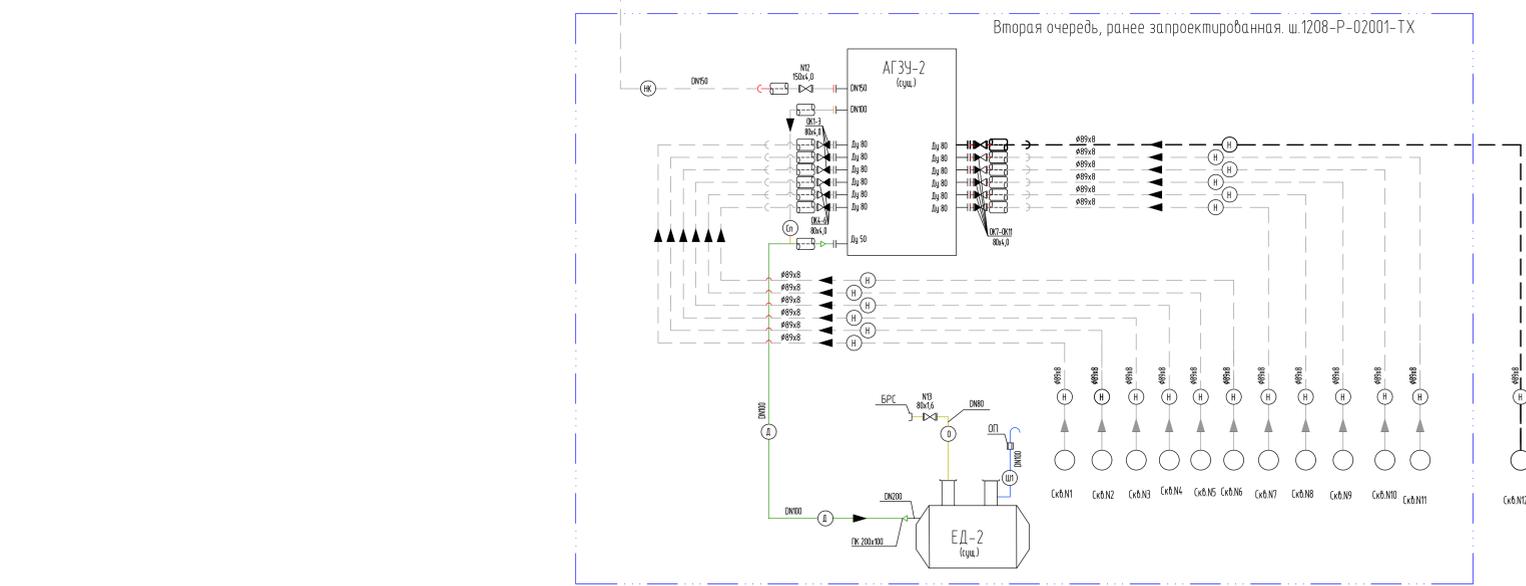
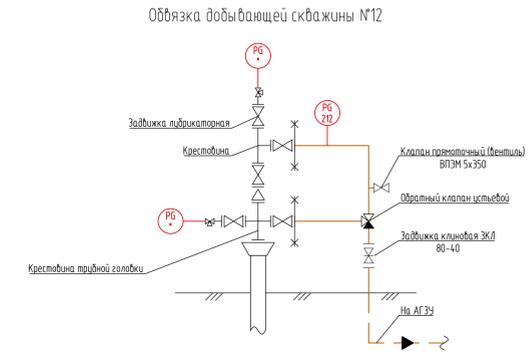
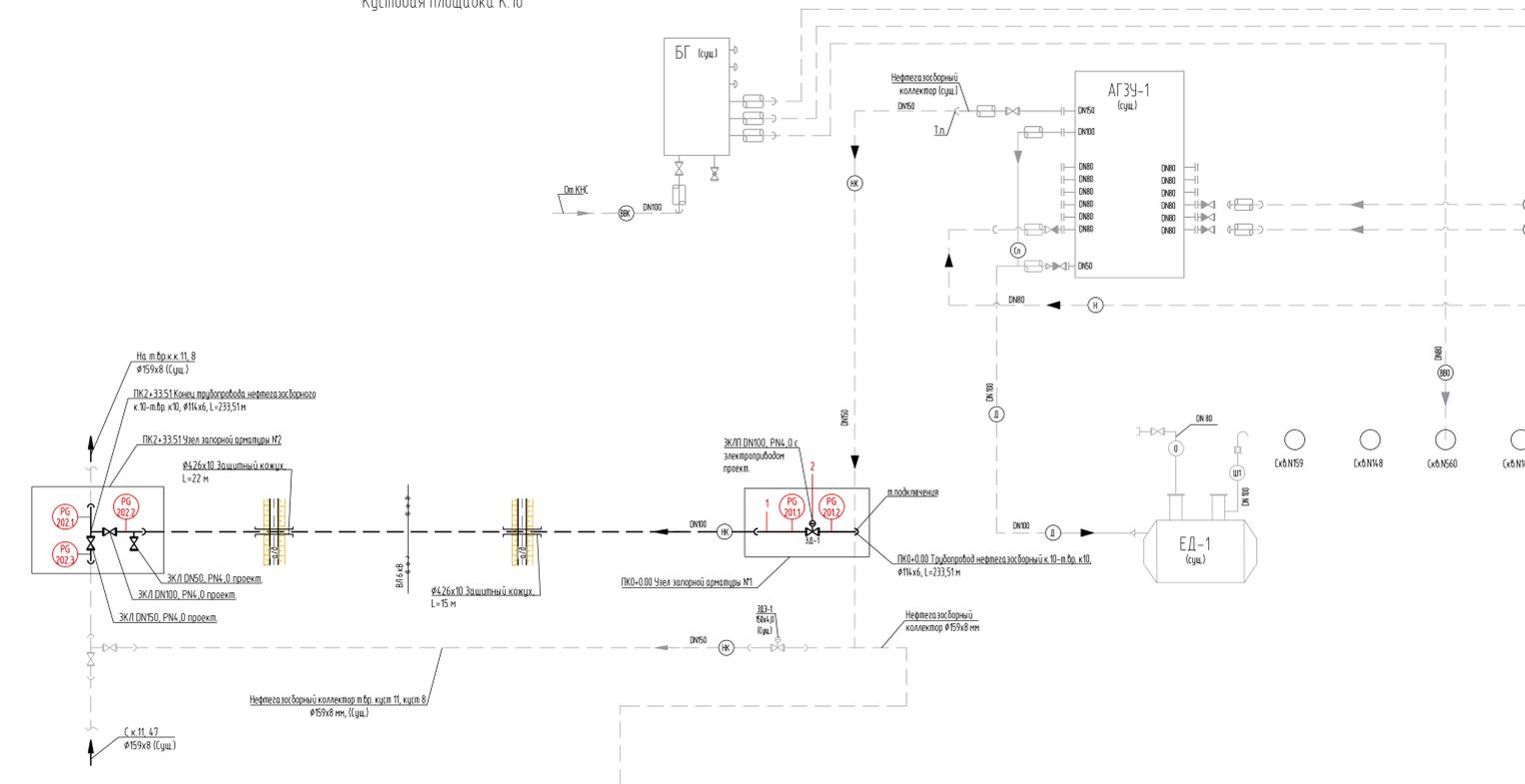


Условные обозначения

АРМ-автоматизированное рабочее место
СУ-станция управления
АГЗУ- установка измерительная
AI- входной аналоговый сигнал
DI- входные дискретный сигнал
DO- выходной дискретный сигнал
RS485 - интерфейсный сигнал

ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-009					
Обустройство дополнительных скважин Вынгайинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений					
Изм.	Кол.	Лист	Издок.	Подпись	Дата
Разраб.		Сергеева		<i>Сергеева</i>	09.2022
Проверил		Калимуллин		<i>Калимуллин</i>	09.2022
Н.Контр		Годжаев		<i>Годжаев</i>	09.2022
ГИП		Мухитдинов		<i>Мухитдинов</i>	09.2022
Куст скважин №10. Третья очередь					Стадия
					Лист
					Листов
Схема структурная					000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"

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



Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
Приборы местные			
PG	Манометр технического показания (0.6 МПа)	1	поз.212
Узел запорной арматуры М1			
PG	Манометр технического показания (0.6 МПа)	2	поз.2011, 2012
PT	Датчик давления (0.6 МПа)	1	поз.2013
Узел запорной арматуры М2			
PG	Манометр технического показания (0.6 МПа)	3	поз.2021, 2023

Экспликация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примечание
Существующее оборудование, проектируемое в 1 и 2 очереди					
		Скважина добытчица	7		суц.
		Скважина нагнетательная	3		суц.
		Скважина нагнетательная после отработки на нефть	2		ликвидир.
AG 39-1		Замерная установка на 12 подключений	1		суц.
AG 39-2	Мера-ММ-4.0-12-400	Замерная установка на 12 подключений	1		суц.
ED-1	EP-8-2000-2400	Дренажная емкость V=8 м3	1		суц.
ED-2	EP-8-2000-2400	Дренажная емкость V=8 м3	1		суц.
БГ	БГ-75-80-6	Блок гребенок	1		суц.
Проектируемое оборудование, 3 очередь					
Скв.М2		Скважина добытчица, оборудование ЗЦП	1		проект.

Условные обозначения

	Трубопровод выходящий существующий
	Трубопровод выходящий проектируемый
	Нефтегазовый коллектор проектируемый
	Нефтегазовый коллектор существующий
	Трубопровод артезианский существующий
	Трубопровод артезианский проектируемый
	Трубопровод артезианский существующий
	Высокоскоростной трубопровод существующий
	Высокоскоростной трубопровод проектируемый
	Дренажная емкость
	Трубопровод в теплоизоляции
	Добытчица скважина
	Нагнетательная скважина с предельной отработкой на нефть
	Водогазовая скважина
	Задвижка кляновка
	Вентиль
	Вытянутое соединение
	Длинительная линия

1.Схема автоматизации выполнена на основании схемы технологической принципиальной

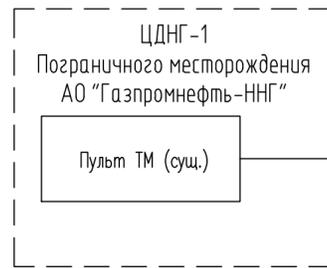
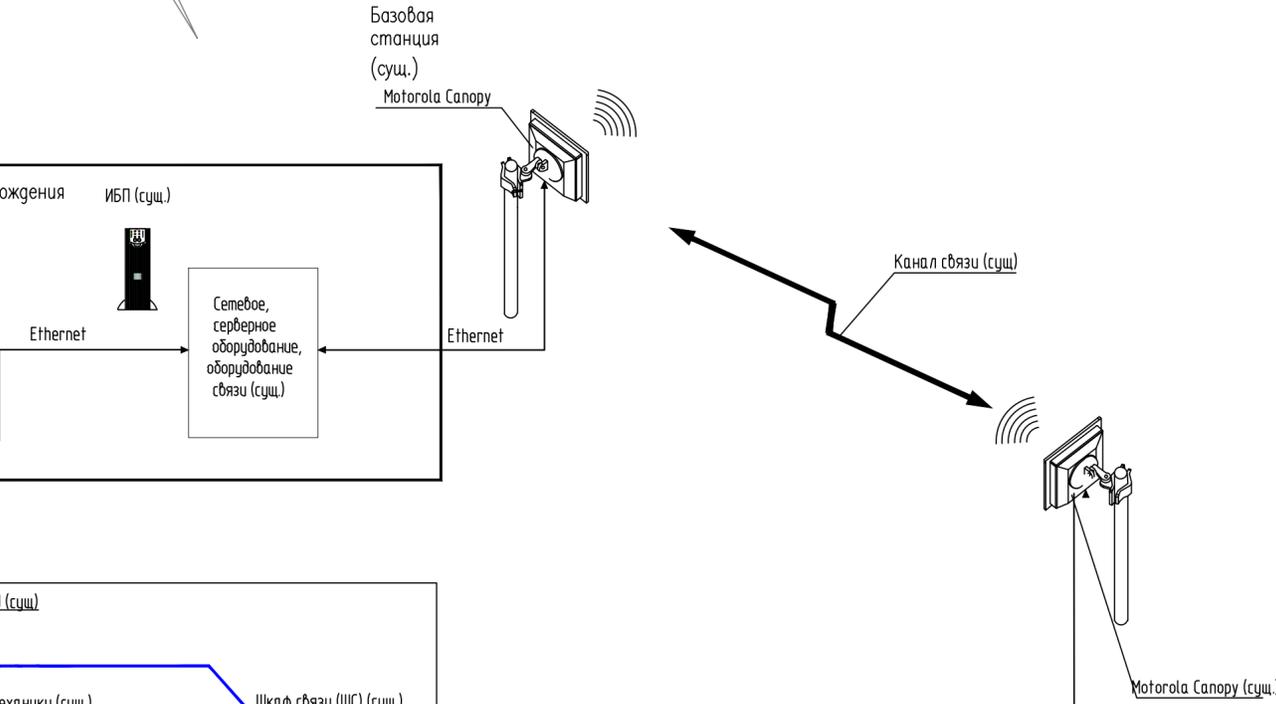
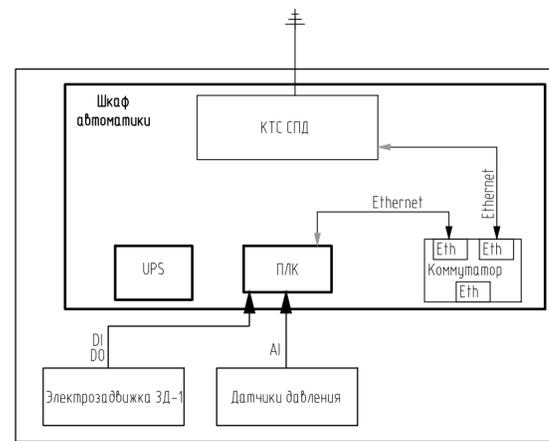
Изм.	Кол.	Дата	Исполн.	Провер.	Согласован	Согласован
Разработчик	Создатель	2022	2022			
Проверка	Калибратор	2022	2022			
Исполнитель	Монтажник	2022	2022			

ННГ-39-21-П-МОСТ3-ГЧ-010
Обустройство автоматизации скважин Вышневолоцкого, Валдайского, Кардвинского, Коровинского месторождений

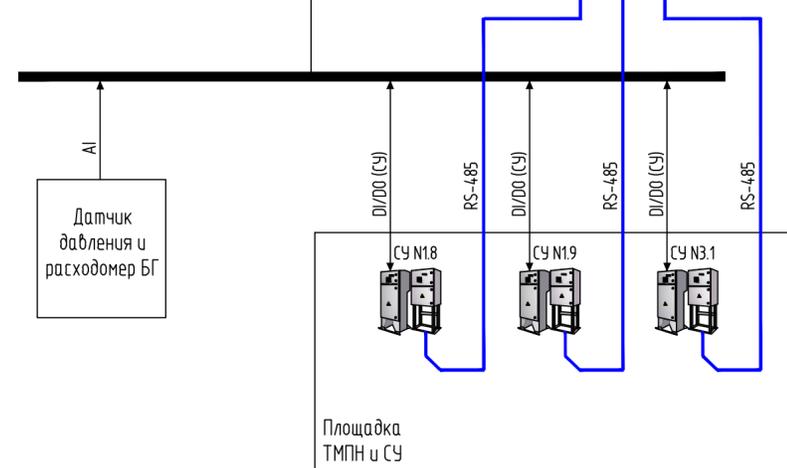
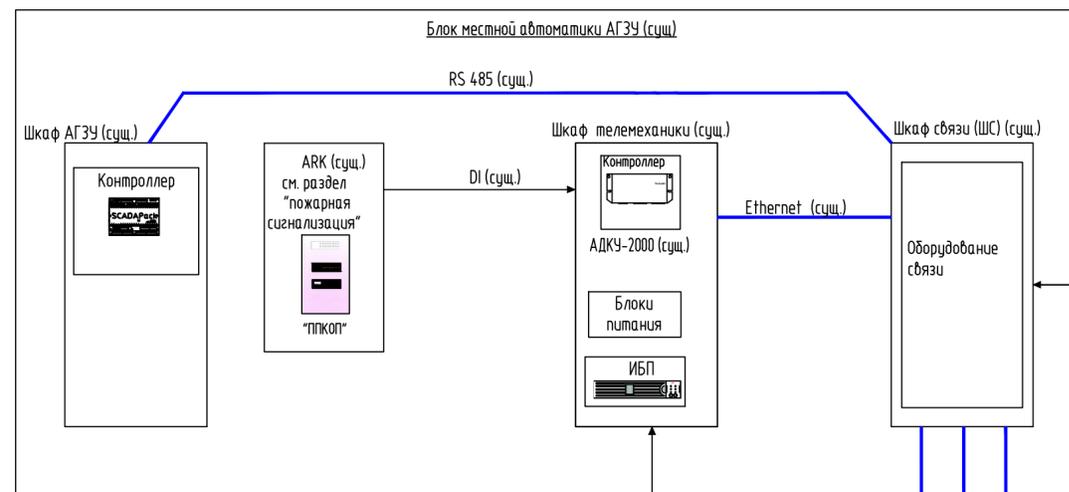
Исполн.	Кол.	Дата	Исполн.	Провер.	Согласован	Согласован
Скв.М2	Куст скважин М10. Третья очередь	2022	2022			
Исполн. <td>Монтажник</td> <td>2022</td> <td>2022</td> <td></td> <td></td> <td></td>	Монтажник	2022	2022			

Схема автоматизации 000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"

ННГ-39-21-П-МОСТ3-ГЧ-010_В00.dwg Формат А3



Корпоративная информационная сеть ООО «Газпромнефть-ННГ»

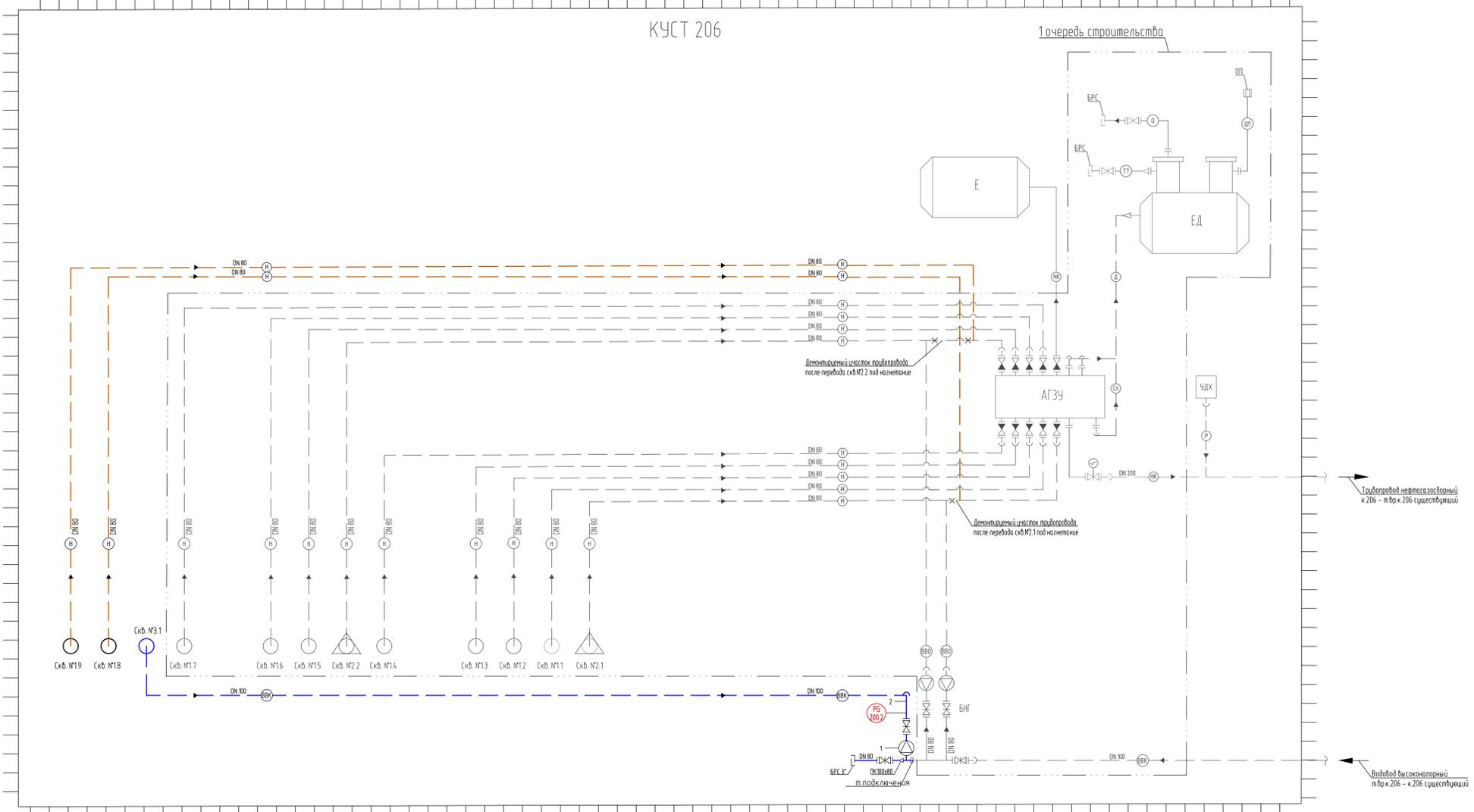


Условные обозначения

- АРМ-автоматизированное рабочее место
- СУ-станция управления
- АГЗУ- установка измерительная
- AI- входной аналоговый сигнал
- DI- входные дискретный сигнал
- DO- выходной дискретный сигнал
- RS485 - интерфейсный сигнал

ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-011					
Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтойского, Карамовского, Крайнего месторождений					
Изм.	Кол.	Лист	Издок.	Подпись	Дата
Разраб.		Сергеева		<i>Сергеева</i>	09.2022
Проверил		Калимуллин		<i>Калимуллин</i>	09.2022
Н.Контр		Годжаев		<i>Годжаев</i>	09.2022
ГИП		Мухитдинов		<i>Мухитдинов</i>	09.2022
Куст скважин №206. Вторая очередь					Листов
Схема структурная					1
ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"					

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



Поз. обознач	Наименование	Кол.	Примечание
Приборы местные			
PG	Манометр показывающий (0-6МПа)	2	поз.218, 219
PG	Манометр показывающий (0-40МПа)	2	поз.200.2, 231
PT	Датчик давления (0-40МПа)	1	поз.200.1
FT	Датчик расхода	1	поз.301

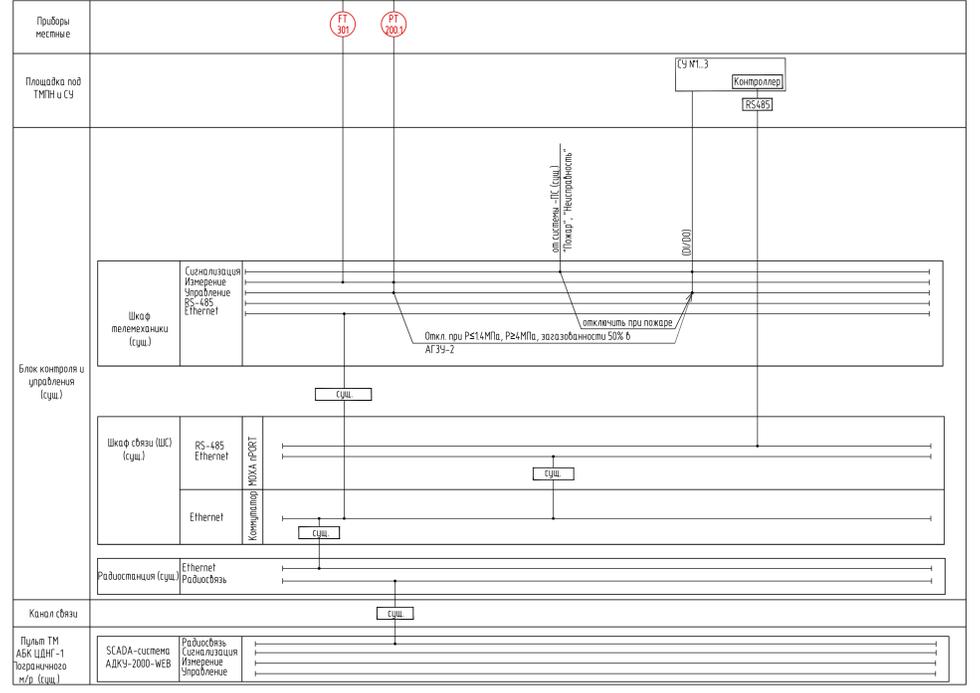
Перечень оборудования

Поз.	Наименование	Кол.	Примечание
Существующее оборудование			
Скв. N11.17	Скважина добывающая	7	
Скв. N2.1, 2.2	Скважина нагнетательная	2	
АГЗУ	Замерная установка на 10 подключений	1	
ЕД	Дренажная емкость V=10м³	1	
УДХ	Установка дозирования химреагента	1	
Е	Емкость сбора нефти	1	
БНГ	Открытый блок неспарной скрепки на 2 скважины (ш.2409)	1	
Проектируемое оборудование			
Скв. N18, 19	Скважина добывающая N18, 19 (по порядку)	2	
Скв. N3.1	Скважина водозабортная (по порядку)	1	

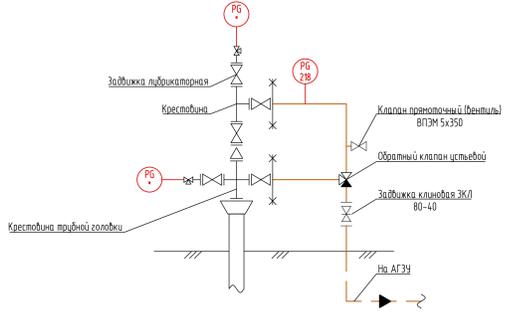
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
Существующие объекты	
— (H)	Трубопровод выкидной
— (H)	Нефтегазосборный трубопровод
— (H)	Трубопровод сброса с предохранительных клапанов
— (H)	Трубопровод дренажный
— (H)	Трубопровод откички из дренажной емкости
— (H)	Трубопровод выкательной дренажной емкости
— (H)	Трубопровод пропарки дренажной емкости
— (H)	Трубопровод реагента
— (H)	Высокнапорный водовод - коллектор
— (H)	Высокнапорный водовод к скважине
— (H)	Добывающая скважина
— (H)	Нагнетательная скважина с предварительной отработкой на нефть
— (H)	Расходомер
— (H)	Клапан выкательный со встроенным огнепреградителем
— (H)	Забойка клиновья с э/пробой
— (H)	Забойка клиновья
— (H)	Клапан обратный
— (H)	Быстроразъемное соединение
Проектируемые объекты	
— (H)	Трубопровод выкидной
— (H)	Высокнапорный водовод - коллектор
— (H)	Добывающая скважина
— (H)	Водозабортная скважина
— (H)	Расходомер
— (H)	Забойка клиновья
— (H)	Вентиль для отбора проб
— (H)	Клапан
— (H)	Быстроразъемное соединение

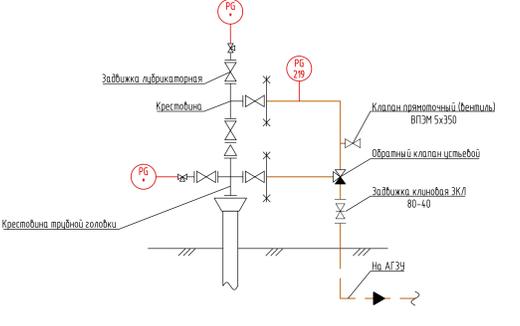
1 Измерение расхода
2 Контроль добычи



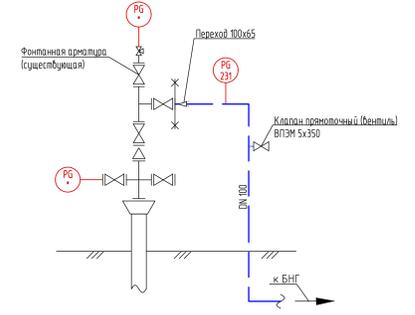
Обвязка добывающей скважины N18



Обвязка добывающей скважины N19



Обвязка водозабортной скважины N3.1



1. Схема автоматизации выполнена на основании схемы технологической принципиальной.

Изм.	Кол.	Дел.	Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Дата	Исполн.	Листы	Лист
1	1	1	1	09.2022					1	1
2	1	1	1	09.2022					1	1
3	1	1	1	09.2022					1	1
4	1	1	1	09.2022					1	1

ИИП - 39-21-П-ИИСТ.3-Г4-012

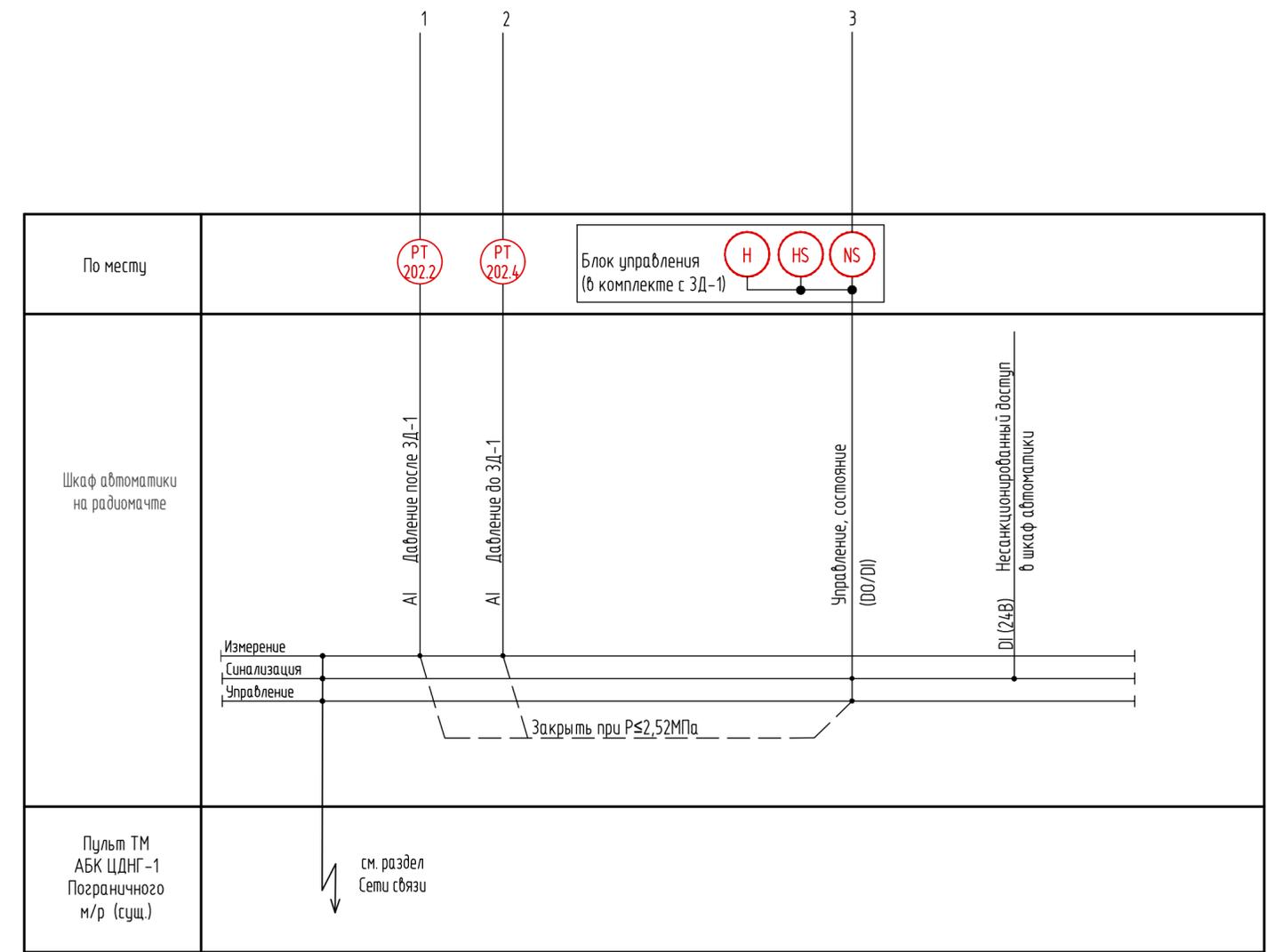
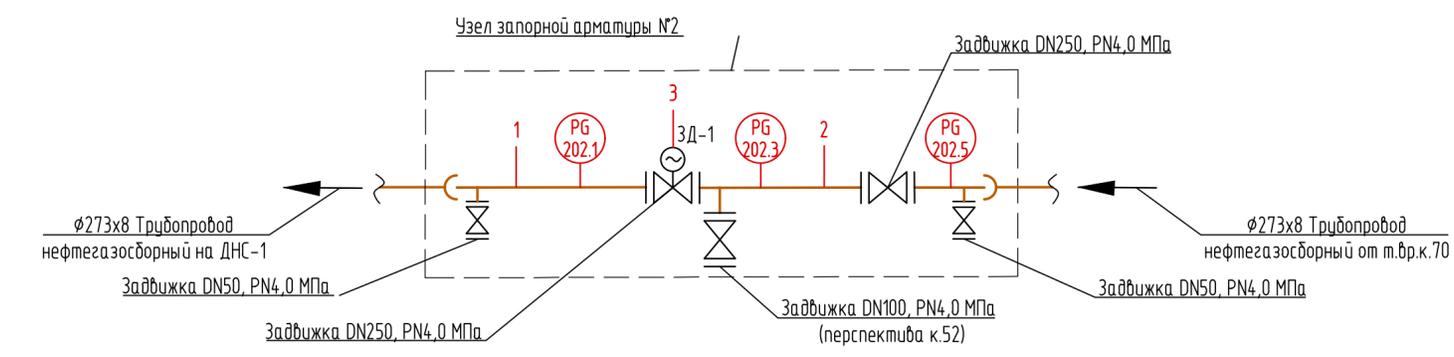
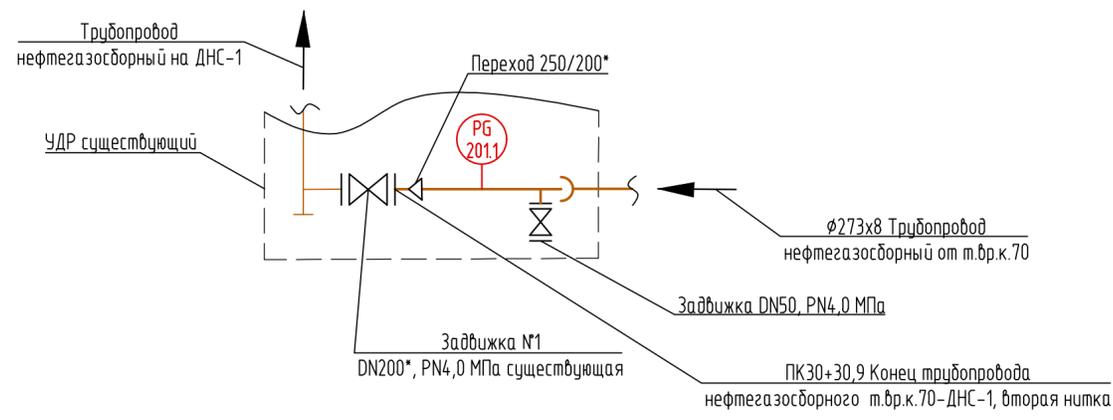
Объект: Автоматизация добычи скважин Высокнапорского, Волынского, Каранюкского, Крайнего месторождений

Куст скважин N206. Вторая очередь

Схема автоматизации

000 ЭИЦ "Трубопроводы"

ИИП - 39-21-П-ИИСТ.3-Г4-012_В01.dwg



Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
Приборы местные			
PG	Манометр показывающий	4	поз.201.1, 202.1, 202.3, 202.5
PT	Датчик давления	2	поз.202.2, 202.4

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
--- ---	Существующий трубопровод
— — — —	Проектируемый трубопровод
⊗	Задвижка с ручным управлением проектируемая (фланцевая)
⊗	Задвижка с электроприводом проектируемая (фланцевая)
⊙	Манометр
→	Направление потока
▬	Защитный кожух

1. Схема автоматизации выполнена на основании схемы технологической принципиальной.

Изм.						Кол.			Лист			Дата		
ННГ-39-21-П-ИОС7.3-ГЧ-013														
Обустройство дополнительных скважин Вынгаяхинского, Вальнтайского, Карамовского, Крайнего месторождений														
Разраб.	Сергеева	09.2022	Проверил	Калимуллин	09.2022	Трубопровод нефтегазосборный т.вр.к.70-ДНС-1, вторая нитка	Стадия	Лист	Листов	П		1		
Н.Контр	Годжаев	09.2022	ГИП	Мухитдинов	09.2022	Схема автоматизации	ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"							