

**Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»**

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

**«Строительство и обустройство скважин Дороховского
месторождения (Модуль 145)»**

Проектная документация

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

Часть 4 Технологические решения

Книга 5 Автоматизация технологических процессов

2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5

Том 4.4.5

Договор №

2021/354/ДС121

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
«Научно-проектный институт обустройства нефтяных и газовых месторождений»

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Дороховского
месторождения (Модуль 145)»

Проектная документация

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

Часть 4 Технологические решения

Книга 5 Автоматизация технологических процессов

2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5

Том 4.4.5

Договор №

2021/354/ДС121

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

М.Н. Калугин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5	Содержание тома 4.4.5	2
2021/354/ДС121-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5.GCH	Графическая часть	
	Лист 1 – Схема структурная автоматизации	17
	Лист 2 – Куст №33. Схема функциональная автоматизации	18
	Лист 3 – Куст №34. Схема функциональная автоматизации	19
	Лист 4 – Скважина №115. Схема функциональная автоматизации	20
	Лист 5 – Куст №35. Схема функциональная автоматизации	21

Согласовано

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.		Гостюхина			02.24	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Епейкина			02.24		П	1	1
Нач.отд.		Старцев			02.24		НПИ ОНГМ		
Н.контр.		Трясцин			02.24				
ГИП		Калугин			02.24				

Состав проектной документации приведен в томе 2021/354/ДС121-PD-SP

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

2021/354/ДС121-PD-SP

Инав. № подл.	Разраб.	Калугин		02.24
	Проверил	Тепляков		02.24
	Нач.отд.	Тепляков		02.24
	Н.контр.	Тепляков		02.24
	ГИП	Калугин		02.24

**СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ
ДОКУМЕНТАЦИИ**

Стадия	Лист	Листов
П	1	1
ИПИ ОНГМ		

Содержание

1	Исходные данные.....	2
2	Объекты автоматизации и телемеханизации	2
3	Объём автоматизации и телемеханизации	3
4	Основные технические решения	6
4.1	Решения по структуре	6
4.2	Приборы и средства автоматизации	7
4.3	Размещение, монтаж и обслуживание средств автоматизации	8
4.4	Решения по метрологическому обеспечению.....	9
5	Список литературы	12
	Таблица регистрации изменений	13

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Гостюхина			02.24
Проверил		Епейкина			02.24
Нач.отд.		Старцев			02.24
Н.контр.		Старцев			02.24
ГИП		Калугин			02.24

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	13

ИПИ ОНГМ

1 Исходные данные

Настоящий документ содержит основные технические решения по автоматизации проектируемых объектов системы ППД Дороховского месторождения (модуль 145) ЦДНГ-1.

Основанием для проектирования настоящего раздела послужили следующие документы:

- Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)» утвержденное И.о. Первым заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Р.П. Пивоваром от 26.05.2023г.;
- Технические условия отдела автоматизации и метрологии ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 05.04.2023г.

Исходными данными для разработки системы автоматизации технологических процессов послужили технологические схемы и планы расположения технологического оборудования, генеральные планы технологических площадок, технические требования и опросные листы на технологическое оборудование, в том числе блочно-комплектной поставки.

Технические решения по автоматизации соответствуют:

- СТО 1.22.1-2015 Стандарт ОАО «ЛУКОЙЛ» «Автоматизированная Система Управления Технологическими Процессами добычи нефти и газа»;
- СТО 1.14-2023 Стандарт ОАО «ЛУКОЙЛ» «Система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение в группе «ЛУКОЙЛ»»;
- РТМ 36.22.13-90 «Системы автоматизации. Монтажно-технологические требования к проектированию».

2 Объекты автоматизации и телемеханизации

К объектам автоматизации кустовой площадки №33 (расш.) относятся:

- добывающая скважина №1515 (способ добычи ШГН) – 1 шт.

К объектам автоматизации кустовой площадки №34 (расш.) относятся:

- добывающие скважины №№1352,1351,1350 (способ добычи ШГН) – 3 шт.;
- добывающая скважина №1527 (способ добычи ЭЦН) – 1 шт.;
- нагнетательная скважина с УНУ ППД №1354– 1 шт.

К объектам автоматизации кустовой площадки №1115 относятся:

- добывающие скважины №№1409, 1420, 1517, 1408 (способ добычи ШГН) – 4 шт.;

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5						2	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- добывающая скважина №1519 (способ добычи ЭЦН) – 1 шт.;
- нагнетательные скважины №№1522, 1410 – 2 шт.;
- шурфовая насосная станция – 1 шт.

К объектам автоматизации кустовой площадки №35 относятся:

- добывающие скважины №№1530, 1525 (способ добычи ШГН) – 2 шт.;
- добывающая скважина №1526 (способ добычи ЭЦН) – 1 шт.;
- нагнетательная скважина с УНУ ППД №1520 – 1 шт.

3 Объем автоматизации и телемеханизации

Принятый в проекте объем автоматизации и телемеханизации по проектируемым объектам кустовых площадок №№33, 34, 1115, 35 в условиях нормальной эксплуатации, позволяет работать без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала.

Вывод технологических процессов на заданный режим работы осуществляется вручную на месте с последующим подключением местных средств контроля, сигнализации и блокировок.

Объем автоматизации по каждому объекту рассматривается отдельно.

Объем автоматизации для добывающих скважин:

Проектируемые скважины (способ добычи ШГН) оборудованы штанговым глубинным насосом с приводом от станка-качалки ПШСН80-3-40 в комплекте со станцией управления, обеспечивающей управление, защиту и контроль параметров насоса.

Проектируемые скважины на кустах №№34, 1115, 35 (способ добычи ЭЦН) оборудованы электропогружным центробежным насосом ЭЦН5-25-1460 в комплекте со станцией управления, частотным регулированием, трансформатором и системой погружной телеметрии.

Для защиты от недопустимого повышения и понижения давления ($\leq 0,3-1,0$ МПа и $\geq 4,0$ МПа) на устье каждой скважины проектом предусмотрена установка электроконтактного манометра на выкидном трубопроводе скважины, сигнал с которого поступает в СУ ШГН и производится автоматическое отключение насоса.

Для контроля и управления технологическим процессом диспетчером ЦДНГ-1 на каждой скважине предусмотрено:

- дистанционное измерение линейного давления;
- дистанционное измерение затрубного давления;
- дистанционное измерение буферного давления (для скважин с ЭЦН);
- дистанционное измерение температуры на устье скважины;
- сигнализация состояния насоса;
- состояние МДС-10 (для скважин с ЭЦН);
- мониторинг параметров СУ ЭЦН (для скважин с ЭЦН) по RS-485;

Взам. инв. №					
	Подп. и дата				
Инв. № подл.					
	Изм Кол.уч Лист № док Подп. Дата				
2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5					Лист
					3

- ток электродвигателя насоса;
 - напряжение по фазам А, В, С;
 - частота сети;
 - сигнализация состояния «Работа»/«Отключен»;
 - общая «Авария»;
 - турбинное вращение;
 - потребляемая мощность;
 - мгновенная активная мощность;
 - мгновенная реактивная мощность;
- мониторинг параметров СУ ШГН (для скважин с ШГН) по RS-485:
- ток электродвигателя насоса;
 - напряжение;
 - сигнализация состояния «Работа»/«Отключен»;
 - общая «Авария».
- дистанционный «Останов» дискретным сигналом из диспетчерского пункта ЦДНГ-1.

Замер дебита жидкости на проектируемой скважине №1527 куста №34, на проектируемых скважинах №№1519, 1409, 1420, 1517, 1418 куста №34, на проектируемой скважине №1530 куста №35, осуществляется с помощью счётчиков жидкости СКЖ с вычислителем БЭСКЖ, устанавливаемых на каждой скважине.

Замер дебита остальных проектируемых скважин на кустах №№33, 34, 35 осуществляется на существующих АГЗУ, расположенных на этих же кустах.

Для постоянного контроля герметичности промысловых трубопроводов, транспортирующих жидкие углеводороды с проектируемых кустовых площадок №№33, 34, 35 до т. врезки, предусмотрено:

- автоматический останов скважин кустовых площадок из СУ по сигналу ЭКМ (защита трубопроводов/трубопровода).

Для постоянного контроля герметичности промыслового трубопровода, транспортирующего жидкие углеводороды с проектируемой кустовой площадки №1115 до т. врезки, предусмотрено:

- дистанционный контроль параметров трубопровода (достигается установкой датчиков давления на выкидном трубопроводе всех скважин и выходном нефтегазосборном трубопроводе с проектируемой кустовой площадки №1115);
- передачу контролируемых параметров трубопроводов в АСУ ТП ЦДНГ-1 и далее на АРМ диспетчера;
- дистанционный «Останов» по команде с АРМ диспетчерского пункта ЦДНГ-1 по технологическим и электрическим параметрам, уставкам СУ ШГН;
- автоматический останов скважин кустовых площадок из СУ по сигналу ЭКМ (защита трубопроводов/трубопровода).

Инов. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5	Лист
							4

При возникновении пожара и загазованности $\geq 20\%$ от НКПР в существующих технологических помещениях АГЗУ, на диспетчерский пункт ЦДНГ-1 приходит соответствующий сигнал, и оператор принимает решение об останове насосов с диспетчерского пункта скважин:

- куста № 33 – АГЗУ-1483;
- куста № 34 – АГЗУ-1406;
- куста № 35 – АГЗУ-1407.

Для нагнетательных скважин кустовой площадки №1115 предусмотрено измерение давления и расхода воды на устье скважин с передачей данных в АСУ ТП ЦДНГ-1.

Объем автоматизации нагнетательных скважин №1354, №1520 кустовых площадок №34, 35 с УНУ ППД соответствует комплекту поставки и обеспечивает автоматическое отключение насоса при недопустимом понижении давления в подающем низконапорном трубопроводе ($\leq 0,2$ МПа) либо при недопустимом отклонении давления ($\leq 15,5$ МПа и $\geq 16,5$ МПа) на выкиде насоса (достигается установкой электроконтактных манометров).

Для контроля и управления технологическим процессом диспетчером ЦДНГ-1 на нагнетательных скважинах с УНУ ППД предусмотрено:

- дистанционное измерение давления в подающем низконапорном трубопроводе;
- измерение давления на нагнетании по месту;
- дистанционное измерение расхода воды на скважину;
- сигнализация состояния насоса;
- «Останов» насоса дискретным сигналом.

Шурфовая насосная станция (ШНС) со станцией управления, объем автоматизации которой обеспечивает защиту при отклонениях параметров насоса от заданных уставок и регулирование этих уставок, автоматическое отключение насоса при недопустимом понижении давления в подающем низконапорном трубопроводе ($\leq 0,2$ МПа) либо при недопустимом отклонении давления ($\leq 20,0$ МПа и $\geq 20,5$ МПа) на выкиде насоса (достигается установкой электроконтактных манометров).

Объем автоматизации для шурфовой насосной станции (ШНС) на кусте №1115 обеспечивает:

- защиту при отклонениях параметров насоса от заданных уставок и регулирование этих уставок;
- отключение насоса при недопустимом понижении давления в подающем низконапорном трубопроводе (достигается дополнительной установкой электроконтактного манометра);
- отключение насоса при недопустимом понижении давления в высоконапорном трубопроводе (достигается дополнительной установкой электроконтактного манометра);

Для управления, измерения и передачи данных в АСУ ТП ЦДНГ-1 для шурфовой насосной станции дополнительно предусмотрено:

- сигнализация состояние насоса;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.	2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5	Лист
										5

- измерение давления в низконапорном трубопроводе по месту и дистанционно;
- измерение давления в высоконапорном трубопроводе по месту и дистанционно;
- дистанционный «Останов» из диспетчерского пункта ЦДНГ-1 дискретным сигналом;
- мониторинг параметров СУ ШНС по RS-485:
 - ток электродвигателя насоса;
 - напряжение по фазам А,В,С;
 - частота сети;
 - сигнализация состояния «Работа»/«Отключен»;
 - общая «Авария»;
 - потребляемая мощность;
 - мгновенная активная мощность;
 - мгновенная реактивная мощность.

На узле подключения проектируемого нефтегазосборного трубопровода к существующему трубопроводу в точке врезки на кусте №1115 предусмотрен местный контроль давления до и после задвижки.

Дополнительно для шкафов ТМ предусмотрен вывод в АСУ ТП ЦДНГ-1 следующих сигналов:

- несанкционированный доступ в шкаф ТМ;
- низкая температура в шкафу ТМ;
- авария блоков питания;
- работа от батареи ИБП;
- низкий заряд батареи ИБП;
- авария ИБП;
- требуется замена батареи ИБП.

Для контроля загазованности воздушной среды рабочей зоны и своевременного обнаружения возможных утечек углеводородов, при обслуживании оборудования и проведении ремонтных работ, обслуживающий персонал оснащается переносными газоанализаторами со встроенной светозвуковой сигнализацией и ЖК-индикатором.

4 Основные технические решения

Основные технические решения приняты в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по проектированию, технической информации на приборы и средства автоматизации отечественного производства.

Комплектное оборудование поставляется с контрольно-измерительными приборами и системой управления в соответствии техническими требованиями и опросными листами.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист	
										6
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5	

4.1 Решения по структуре

Для централизованного телемеханического контроля за работой проектируемых технологических объектов проектом предлагается следующая архитектура:

- нижний (нулевой) уровень – датчики, исполнительные механизмы, средства автоматики, встроенные в технологическое оборудование и другие КИП и А;
- первый уровень – программируемые логические контроллеры (ПЛК) в составе проектируемых и существующих шкафов телемеханики;
- второй уровень – существующие АРМ оператора и сервер АСУ ТП в ЦДНГ-1;
- третий уровень – АСОДУ.

Для централизованного контроля за работой проектируемых объектов сбора нефти и объектов системы поддержания пластового давления месторождения проектом предлагается использовать контроллеры в составе обогреваемых шкафов телемеханики с передачей данных в существующую систему АСУ ТП ЦДНГ-1 на АРМ диспетчера и в АСОДУ.

Прикладное ПО для проектируемых контроллеров, разрабатывается заводом-изготовителем шкафов телемеханики и входит в комплект поставки шкафов.

Проектом обеспечивается интеграция проектируемых объектов в АСУ ТП ЦДНГ-1, экспорт данных в АСОДУ осуществляется по существующим каналам КССПД ООО «ИНФОРМ».

На верхнем уровне АСУ ТП ЦДНГ-1 предусмотрена доработка программного и информационного обеспечений в рамках поставки шкафа телемеханики, в АСОДУ доработка предусмотрена в ходе ПНР.

Работа объектов автоматизации обеспечивается в круглосуточном режиме.

Структурная схема автоматизации приведена в графической части проекта 2021/354/ДС121-PD- ILO.TKR5.GCH л.1.

4.2 Приборы и средства автоматизации

Для осуществления вышеперечисленных объемов автоматизации и контроля используется оборудование, серийно выпускаемое на территории РФ. Все средства автоматизации имеют необходимые сертификаты РФ.

Датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение вида «взрывонепроницаемая оболочка» или «искробезопасная цепь» и сертификат соответствия Техническому регламенту Таможенного Союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работ во взрывоопасной среде».

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5					7
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

Кроме того, все датчики имеют сертификат соответствия Техническому регламенту Таможенного Союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

Все контрольно-измерительные приборы, монтируемые непосредственно на открытых технологических площадках, имеют климатическое исполнение У1 по ГОСТ 15150-69. Степень защиты оболочки КИП по ГОСТ 14254-96 не менее IP65.

Проектируемый шкаф телемеханики размещается вне взрывоопасной зоны на открытом воздухе, для него предусмотрена степень защиты, обеспечиваемой оболочкой, не менее IP65 и климатическое исполнение У1. Для оборудования, размещаемого в шкафу автоматизации предусмотрена степень защиты не менее IP20.

Перечень средств автоматизации приведен на схемах функциональных автоматизации (см. 2021/354/ ДС121-PD- ILO.TKR5.GCH л.2...5).

4.3 Размещение, монтаж и обслуживание средств автоматизации

Местные приборы, датчики, отборные и исполнительные устройства устанавливаются непосредственно на технологическом оборудовании с помощью закладных монтажных деталей и изделий, которые предусматриваются и учитываются в технологической части проекта.

Все контрольно-измерительные приборы должны иметь надписи с указанием измеряемых параметров.

Присоединительные размеры приборов давления к процессу должны быть М20х1,5.

Монтаж показывающих манометров, ЭКМ и датчиков давления выполняется на вентиллях манометрических с возможностью сброса давления, через мембранные разделители.

Монтаж контрольно-измерительных приборов и средств автоматизации выполнен в удобном для обслуживания и снятия показаний месте в соответствии с действующими нормами, и требованиями инструкции по монтажу и эксплуатации приборов.

Вторичные приборы, коммутационная аппаратура и контроллер устанавливаются в обогреваемом шкафу телемеханики уличного исполнения, который устанавливается вне взрывоопасной зоны.

Оборудование связи устанавливается внутри обогреваемых шкафов телемеханики проектируемых кустовых площадок №№34, 1115, 35.

Все электрические проводки выполняются экранированным контрольным кабелем с медными жилами сечением не менее 1,0мм² в изоляции марки КВВГЭнг(А), не распространяющим горение при групповой прокладке. Для последовательной передачи данных используется кабель для промышленного интерфейса КИПЭВнг(А)-LS.

От приборов до площадки, где размещается шкаф телемеханики кабельная продукция, прокладывается:

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5							8
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- по площадке скважин в защитном коробе, металлорукавах в ПВХ-оболочке, трубах;
- по территории куста кабели прокладываются в траншее (на глубине 1,0м) в защитной пластиковой трубе.

При совместной прокладке контрольного и силового кабелей в одной траншее расстояние между ними должно составлять не менее 0,1м.

Электропроводки системы автоматизации напряжением ~220В и ±24В выполняются в отдельных коробах и трубах.

Прокладка кабельной продукции осуществляется с учётом технических характеристик кабелей и регламентированных радиусов поворотов.

План сетей автоматизации приведён на сводном плане инженерных сетей в томе 4.1.2 «Схема планировочной организации земельного участка».

Питание системы автоматизации осуществляется переменным током промышленной частоты 50Гц, напряжением ~220В, соответствует первой категории надёжности электроснабжения и требованиям ГОСТ 32144-2013 по качеству электроэнергии. Подвод электропитания и установка распределительных щитков предусматривается в томе 4.3.2 «Система электроснабжения на период обустройства месторождения».

Для достижения первой категории надёжности электроснабжения питание шкафа телемеханики осуществляется с использованием ИБП типа «on-line», гарантирующего работоспособность системы автоматизации при аварийных ситуациях в системе электроснабжения.

Все технические средства должны быть заземлены в соответствии с требованиями ПУЭ и инструкциями заводов-изготовителей.

Экраны кабелей заземляются только со стороны шкафов управления.

Приборы и средства автоматизации обслуживаются и ремонтируются существующей службой по обслуживанию и профилактическому ремонту средств КИП и А.

4.4 Решения по метрологическому обеспечению

Применяемые в проекте средства измерения (СИ) утверждённого типа и имеют действующие свидетельства/сертификаты об утверждении типа, сведения об утверждении типа и внесены в ФИФ по обеспечению единства измерений, заводские, серийные номера или другие буквенно-цифровые обозначения, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера или другого обозначения обеспечивают возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации средств измерений.

Применяемые в проекте средства измерения (СИ) соответствуют требованиям СТО ЛУКОЙЛ 1.14 и имеют свидетельства (сертификаты) об утверждении типа средств измерений, методики поверки СИ, описание типа СИ, свидетельства о поверке СИ, оформленные в соответствии с действующими нормами и правилами.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5			
						Лист			
						9			

Для средств измерений, встраиваемых в оборудование, конструкция которого не позволяет производить демонтаж этих средств для проведения периодической поверки, в Свидетельстве (сертификате) об утверждении типа указано, что первичная поверка производится при выпуске из производства данного оборудования и межповерочный интервал соответствует сроку службы данного оборудования.

Измерений, входящих в сферу ГРОЕИ в соответствии с «Перечнем измерений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений», утвержденным Первым Заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным от 29.09.21, нет.

Пределы допустимой относительной погрешности СИ, применяемых в проекте и не входящих в СГРОЕИ:

- масса нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) $\pm 2,5\%$;
- давление среды добывающей скважины (затрубное, буферное, линейное) $\pm 0,5\%$;
- давление среды в высоконапорном трубопроводе $\pm 0,5\%$;
- давление среды в низконапорном трубопроводе $\pm 0,5\%$;
- расход среды в системе ППД $\pm 1,5\%$.
- температура среды добывающей скважины $\pm 1,0$ °С;
- манометры избыточного давления (при рабочем давлении до 2,5МПа) 2,5 (класс точности);
- манометры избыточного давления (при рабочем давлении свыше 2,5МПа) 1,5 (класс точности);

Дополнительная метрологическая поверка измерительных каналов по окончании наладки не требуется.

В объём документации, поставляемой со СИ, входят:

- действующий сертификат соответствия требованиям технических регламентов (если иная форма оценки соответствия не установлена законодательством о техническом регулировании): ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работ во взрывоопасной среде», ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- паспорт и/или формуляр (оригинал), заполненный надлежащим образом;
- эксплуатационная документация, содержащая все необходимые указания по монтажу, вводу в действие, эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту, консервации и утилизации на русском языке;
- действующее на дату выпуска свидетельство (сертификат) об утверждении типа СИ с описанием типа.
- утвержденная в установленном порядке методика поверки;

Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5	10

- свидетельства о поверке с протоколом поверки (оригинал), срок действия поверки на территории РФ должен составлять не менее 80% установленного меж поверочного интервала.

Единицы измерения применяемых СИ соответствуют требованиям ГОСТ 8.417-02. Единицы измерения давления – МПа (кПа).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	11	

2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5

5 Список литературы

1. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008г. №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
2. Федеральные нормы и правила «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора РФ №534 от 15.12.2020г.
3. СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 Стандарт ОАО «ЛУКОЙЛ» «Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа».
4. СТО 1.14-2023 Стандарт ОАО «ЛУКОЙЛ» «Система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение в группе «ЛУКОЙЛ»»
5. СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации».
6. РТМ 36.22.13-90 «Системы автоматизации. Монтажно-технологические требования к проектированию».
7. ПУЭ «Правила устройства электроустановок» (7 издание).
8. ГОСТ 34.201-2020 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».
9. ГОСТ 21.208-2013 «СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах».
10. ГОСТ 21.408-2013 «СПДС. Правила выполнения рабочей документации технологических процессов».
11. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» (с Изменением №1).
12. ГОСТ 15150-69 «Исполнение для различных климатических районов».
13. ГОСТ 14254-2015 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)».

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5	Лист
										12

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулиро- ванных				

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Лист
									2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5
									13

Схема структурная автоматизации

Уровень автоматизации

Третий уровень

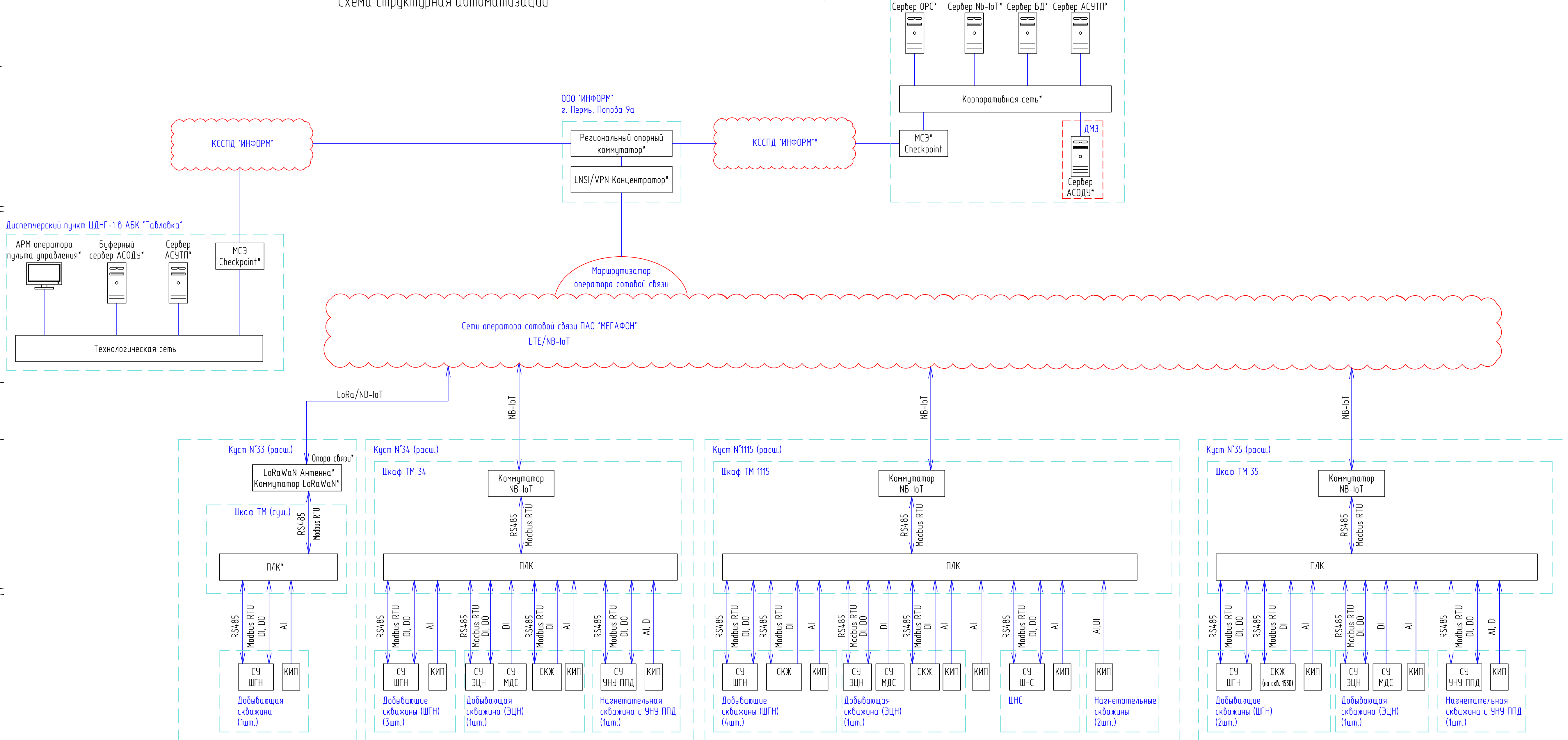
Второй уровень

Первый уровень

Нижний уровень

ООО "ЛУКОЙЛ-Технологии"
г. Пермь, Попова 9б

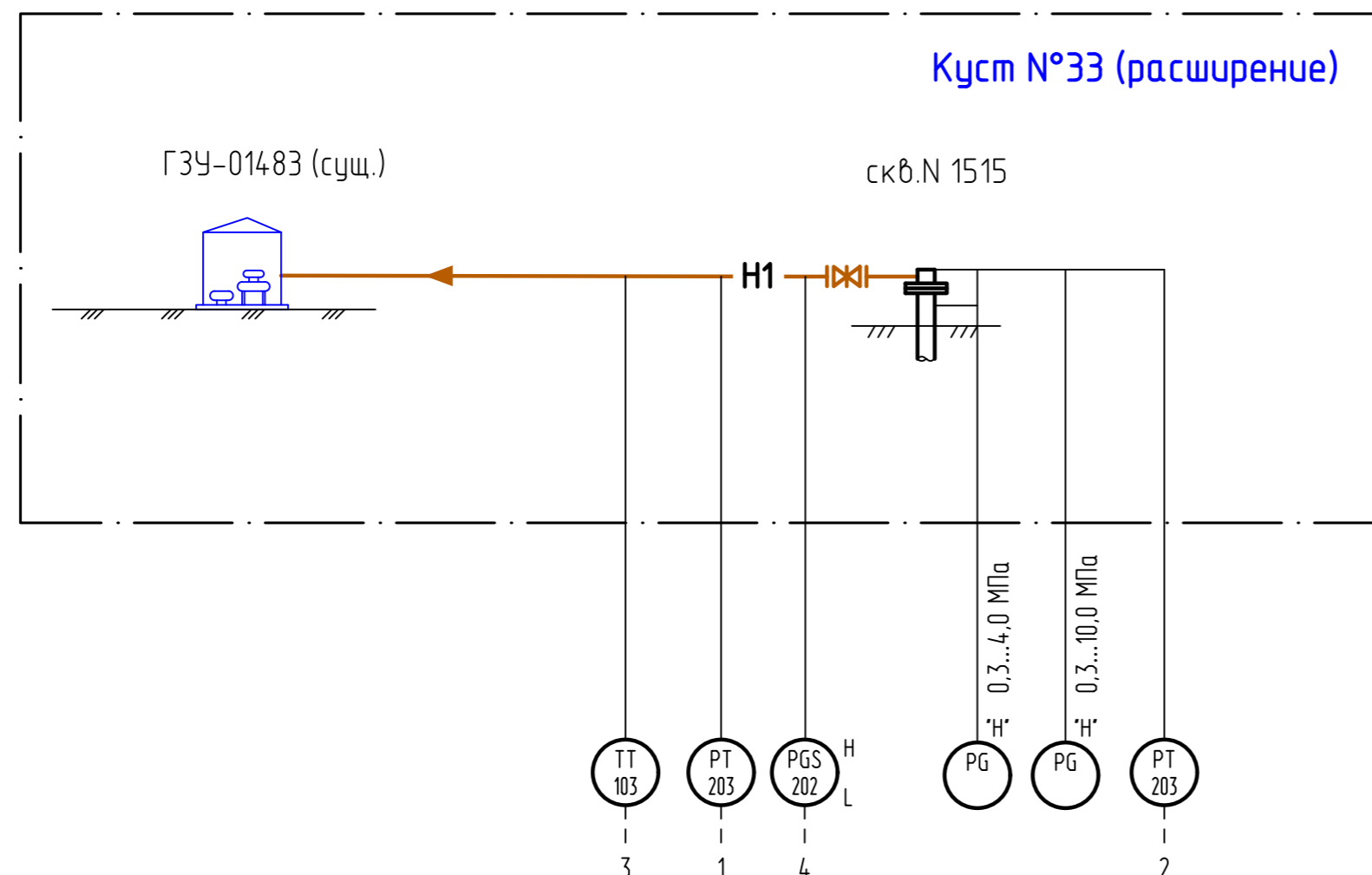
ООО "ИНФОРМ"
г. Пермь, Попова 9а



Согласовано
Взам. инд. №
Листы и дата
Инд. № подл.

2021/354/ДС121-РД-ИЛО.ТКР5.GCH					
"Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)"					
Изм.	Кол.	Лист	Ндвж.	Повпись	Дата
Разраб.		Гостыхина			02.24
Провер.		Епейкина			02.24
Нач. отд.		Старцев			02.24
Н. контр.		Трясцин			02.24
Схема структурная автоматизации					НПИ ОНГМ

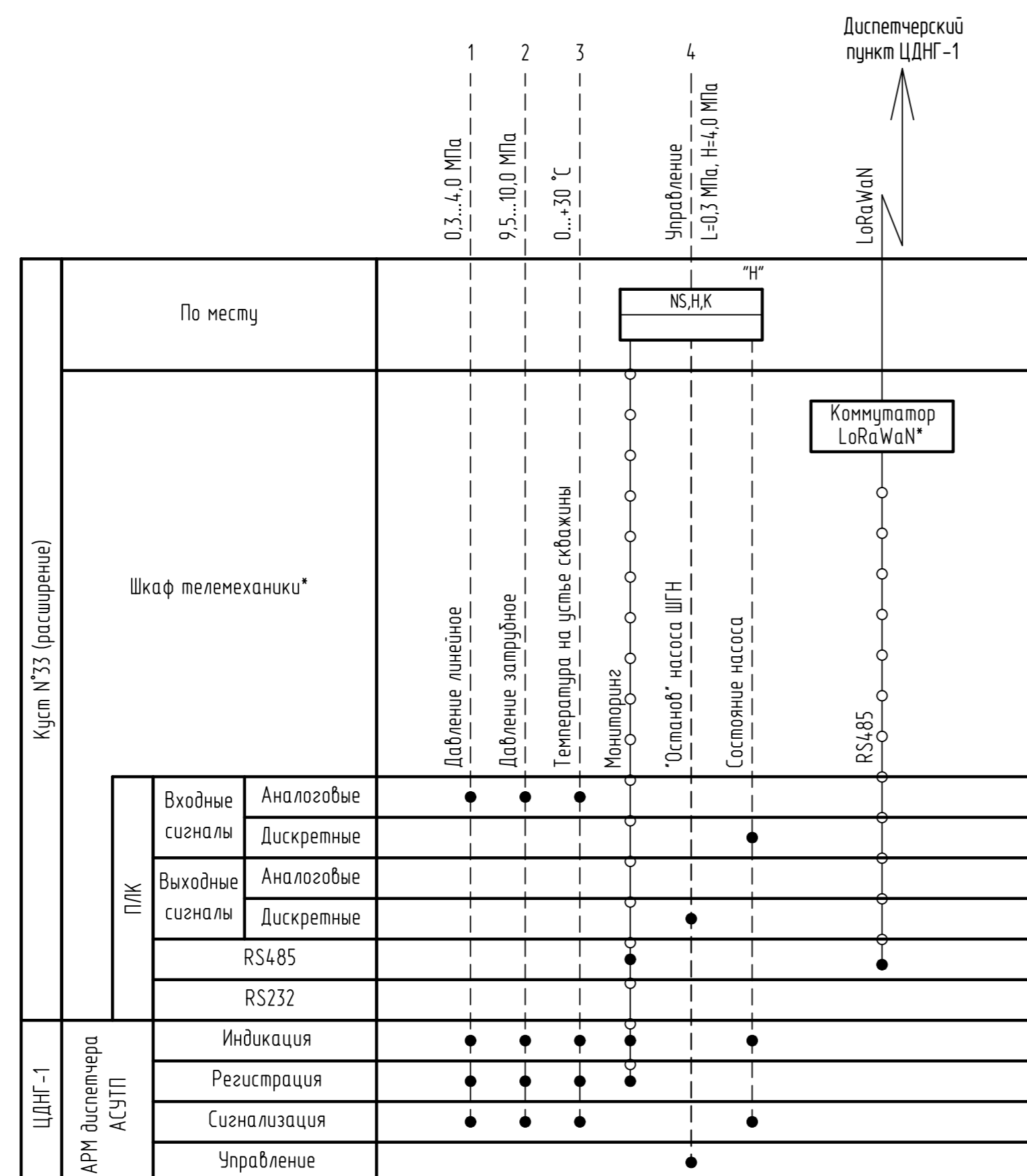
1. "*" - существующее оборудование и каналы связи.



Поз. обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр	2	"Н"
PGS202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	1	
PT203	Датчик избыточного давления	2	
TT103	Датчик температуры	1	

Условные обозначения

Условное обозначение	Наименование
	Выкидной нефтепровод проектируемый
	Задвижка



- Условные обозначения и изображения приборов КИП и А выполнены в соответствии с ГОСТ 21.208-2013.
- "Н" - оборудование входит в комплект поставки технологического оборудования.
- *- существующее оборудование.

					2021/354/ДС121-РД-ИЛО.ТКР5.GCH					
					"Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)"					
Изм.	Кол.	Лист	Ивдок.	Подпись	Дата	Куст №33 (расш.)			Стадия	Лист
Разраб.	Гостюхина				02.24				п	2
Провер.	Епейкина				02.24	Схема функциональная автоматизации			НПИ ОНГМ	
Нач. отд.	Старцев				02.24					
Н. контр.	Трясцин				02.24					

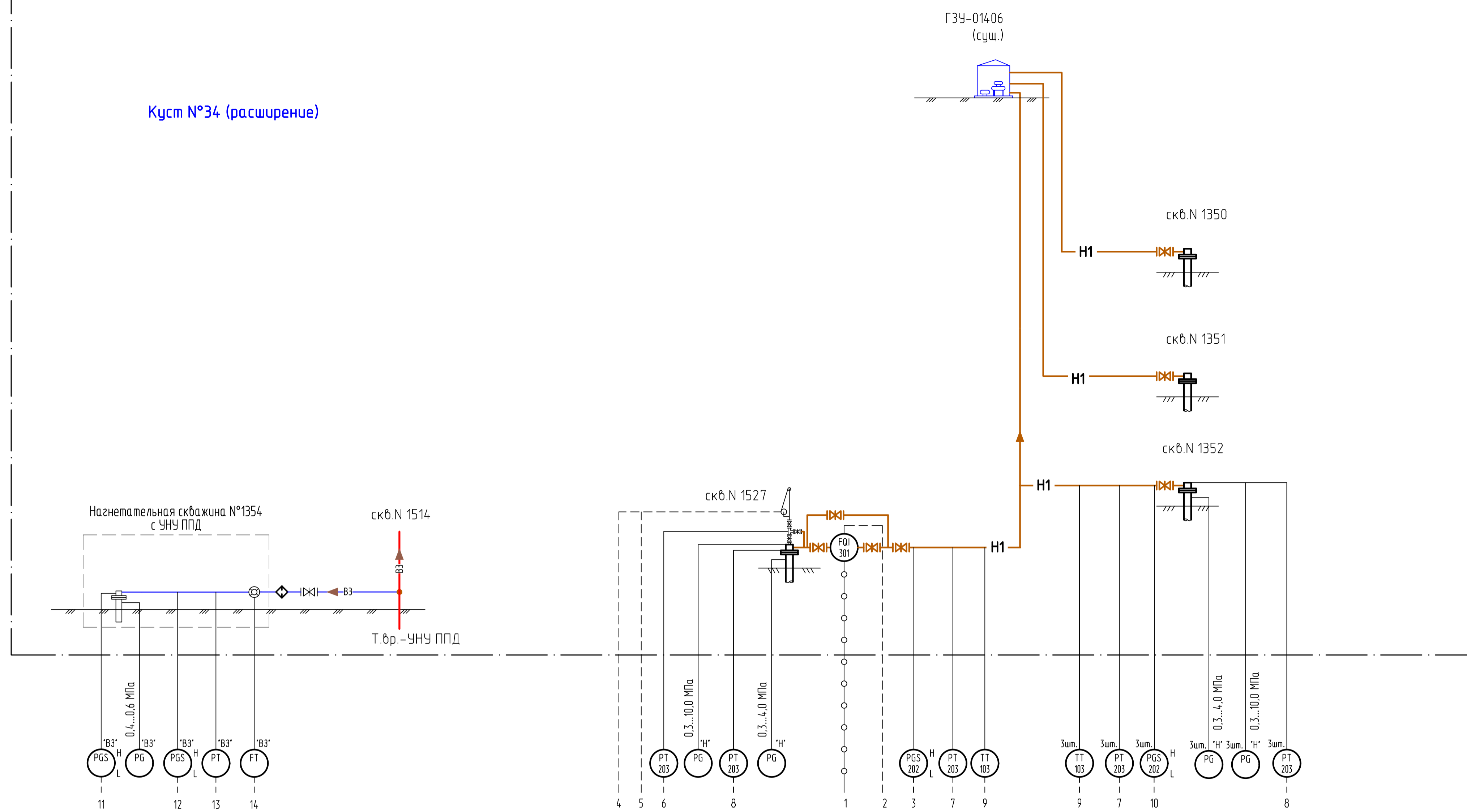
Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

Поз. обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр	9	"Н", "ВЗ"
PGS202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	4	
PT203	Датчик избыточного давления	9	
TT103	Датчик температуры	4	
FOI301	Счетчик количества жидкости (СКЖ) взрывозащищенный	1	
PGS	Манометр электроконтактный	2	"ВЗ"
PT	Датчик давления	1	"ВЗ"
FT	Расходомер вихревой	1	"ВЗ"

Условные обозначения

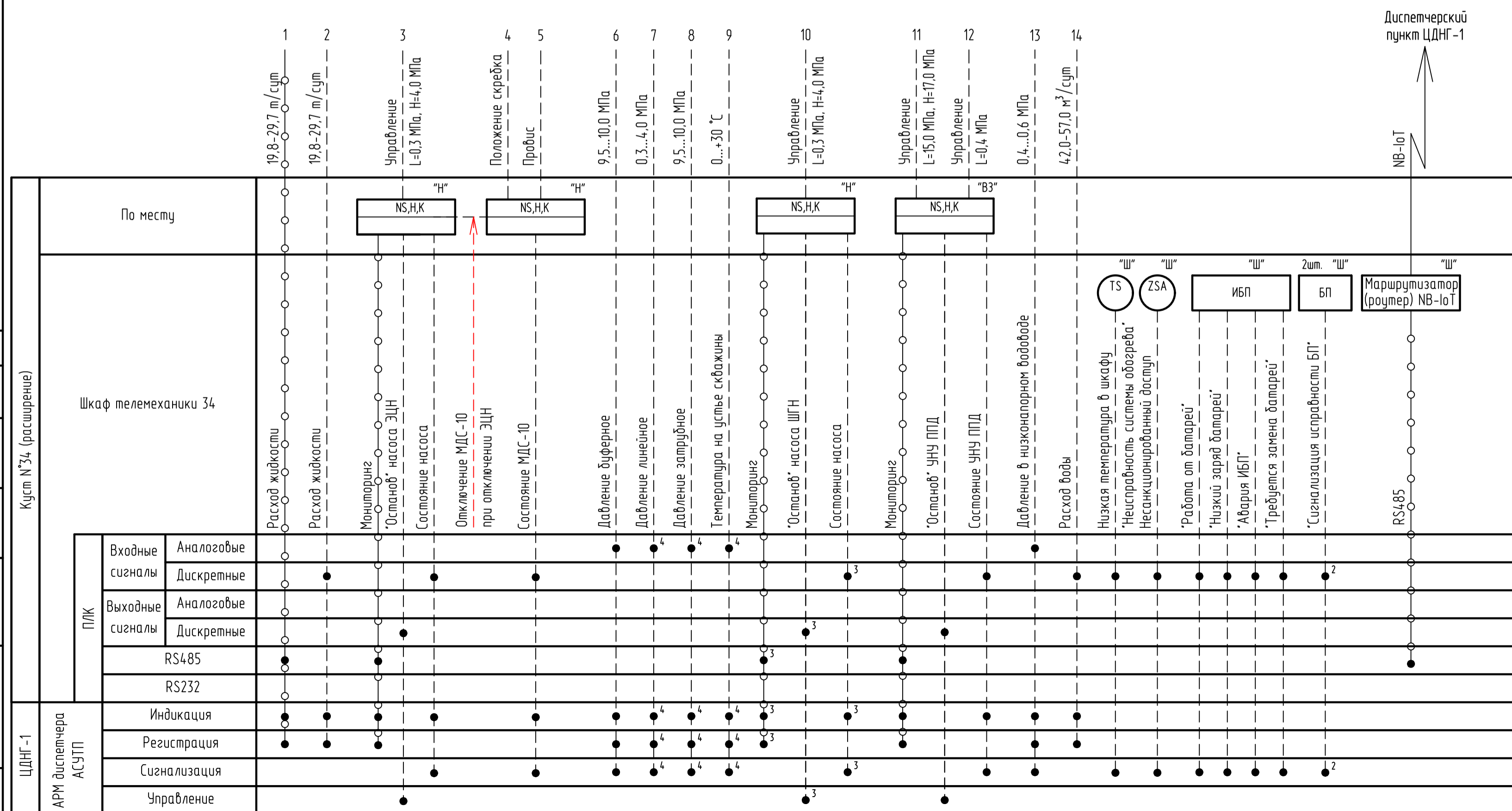
Условное обозначение	Наименование
	Выходной нефтепровод проектируемый
	Водовод низконапорный проектируемый
	Задвижка

Куст №34 (расширение)



Диспетчерский пункт ЦДНГ-1

NB-IoT



1. Условные обозначения и изображения приборов КИП и А выполнены в соответствии с ГОСТ 21208-2013.
2. "Н" - оборудование входит в комплект поставки технологического оборудования.
3. "ВЗ" - оборудование входит в комплект поставки системы ППД.
4. "Ш" - оборудование входит в комплект поставки шкафа телемеханики.

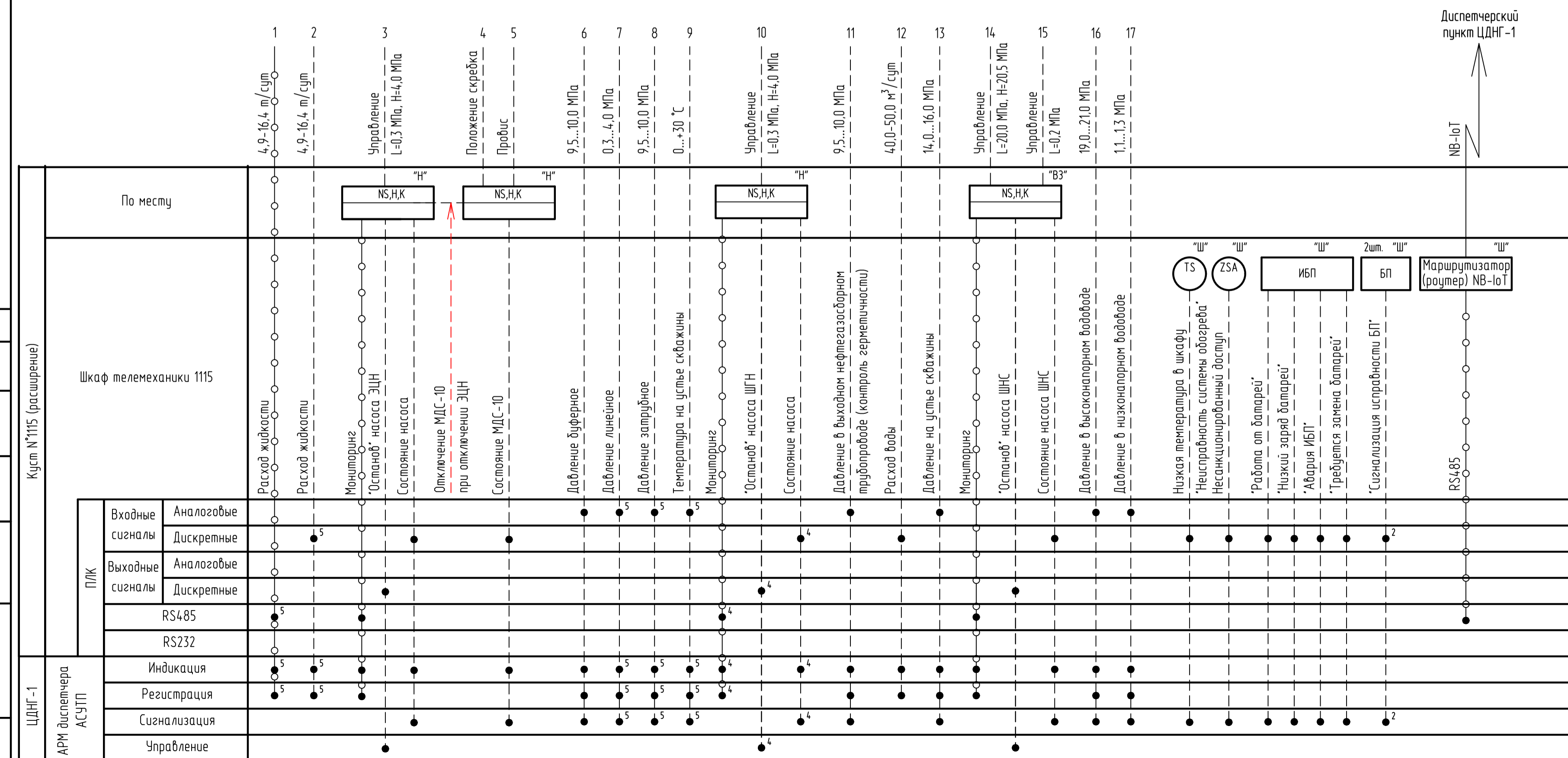
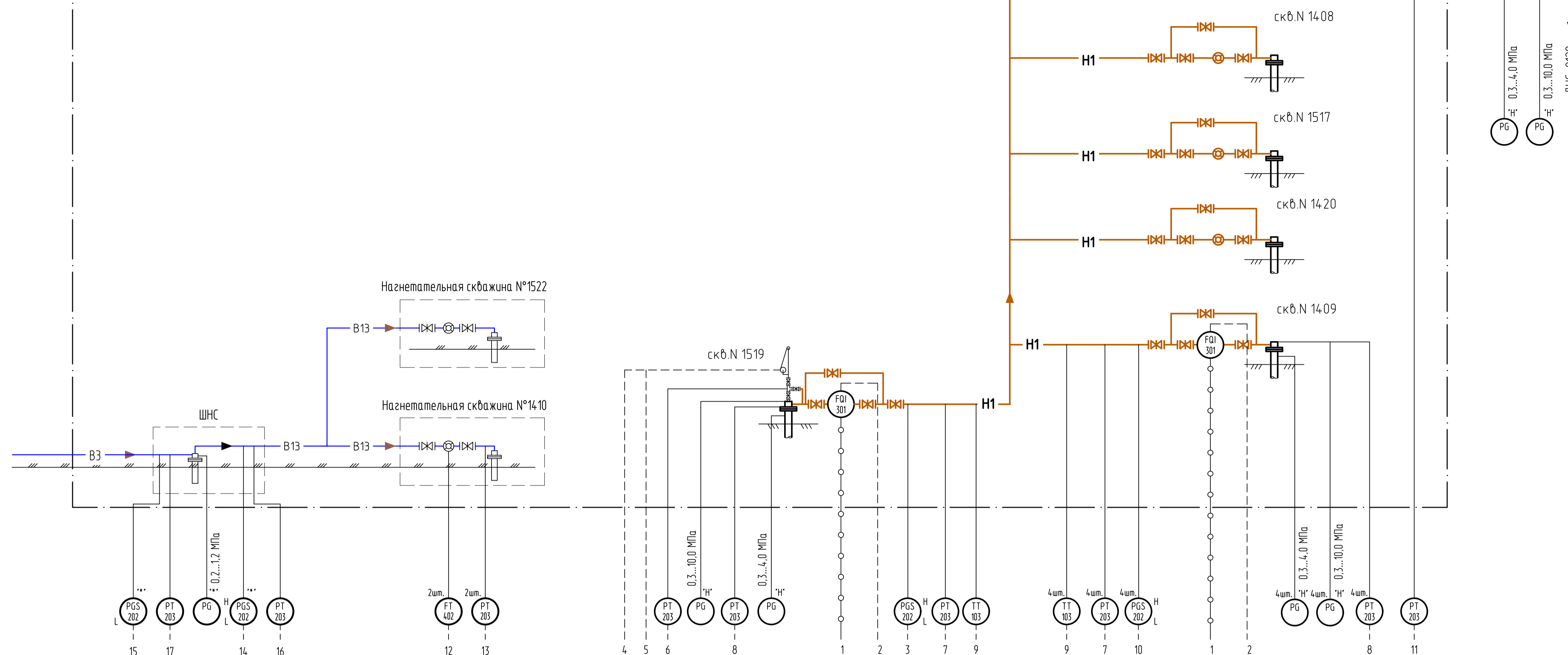
2021/354/ДС121-РД-ИЛО.TKR5.GCH				
"Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)"				
Изм.	Кол.	Лист	Дата	Подпись
Разраб.	Гостюхина	02.24		
Провер.	Елейкина	02.24		
Нач. отд.	Старцев	02.24		
Н. контр.	Трясцин	02.24		

Поз. обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр	12	"Н"
PGS202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	5	
PT203	Датчик избыточного давления	16	
TT103	Датчик температуры	5	
FAI301	Счетчик количества жидкости (СКЖ) взрывозащищенный	5	
PGS	Манометр электроконтактный	2	***
PG	Манометр	1	***

Условные обозначения

Условное обозначение	Наименование
	Выходной нефтепровод проектируемый
	Нефтегазосборный трубопровод проектируемый
	Водовод низконапорный проектируемый
	Водовод высоконапорный проектируемый
	Задвижка
	Клапан

Куст №1115 (расширение)



Диспетчерский пункт ЦДНГ-1
NB-IoT

Пункт	Входные сигналы		Выходные сигналы		Коммуникация
	Аналоговые	Дискретные	Аналоговые	Дискретные	
1					Расход жидкости
2					Расход жидкости
3					Мониторинг 'Остановка' насоса ЭЦН
4					Состояние насоса
5					Состояние МДС-10 при отключении ЭЦН
6					Состояние МДС-10
7					Давление дифференциальное
8					Давление линейное
9					Давление затрубное
10					Температура на устье скважины
11					Мониторинг
12					'Остановка' насоса ШНГ
13					Состояние насоса
14					Давление в выходном нефтегазосборном трубопроводе (контроль герметичности)
15					Расход воды
16					Давление на устье скважины
17					Мониторинг
					'Остановка' насоса ШНС
					Состояние насоса ШНС
					Давление в высоконапорном водоводе
					Давление в низконапорном водоводе
					Низкая температура в шкафу
					'Неисправность системы обогрева' Несанкционированный доступ
					'Работа от батарей'
					'Низкий заряд батарей'
					'Авария ИБП'
					'Требуется замена датчиков'
					'Сигнализация исправности БП'
					RS485

- Условные обозначения и изображения приборов КИП и А выполнены в соответствии с ГОСТ 21208-2013.
- "Н" - оборудование входит в комплект поставки технологического оборудования.
- "ВЗ" - оборудование входит в комплект поставки системы ППД.
- "Ш" - оборудование входит в комплект поставки шкафа телемеханики.
- * - существующее оборудование.

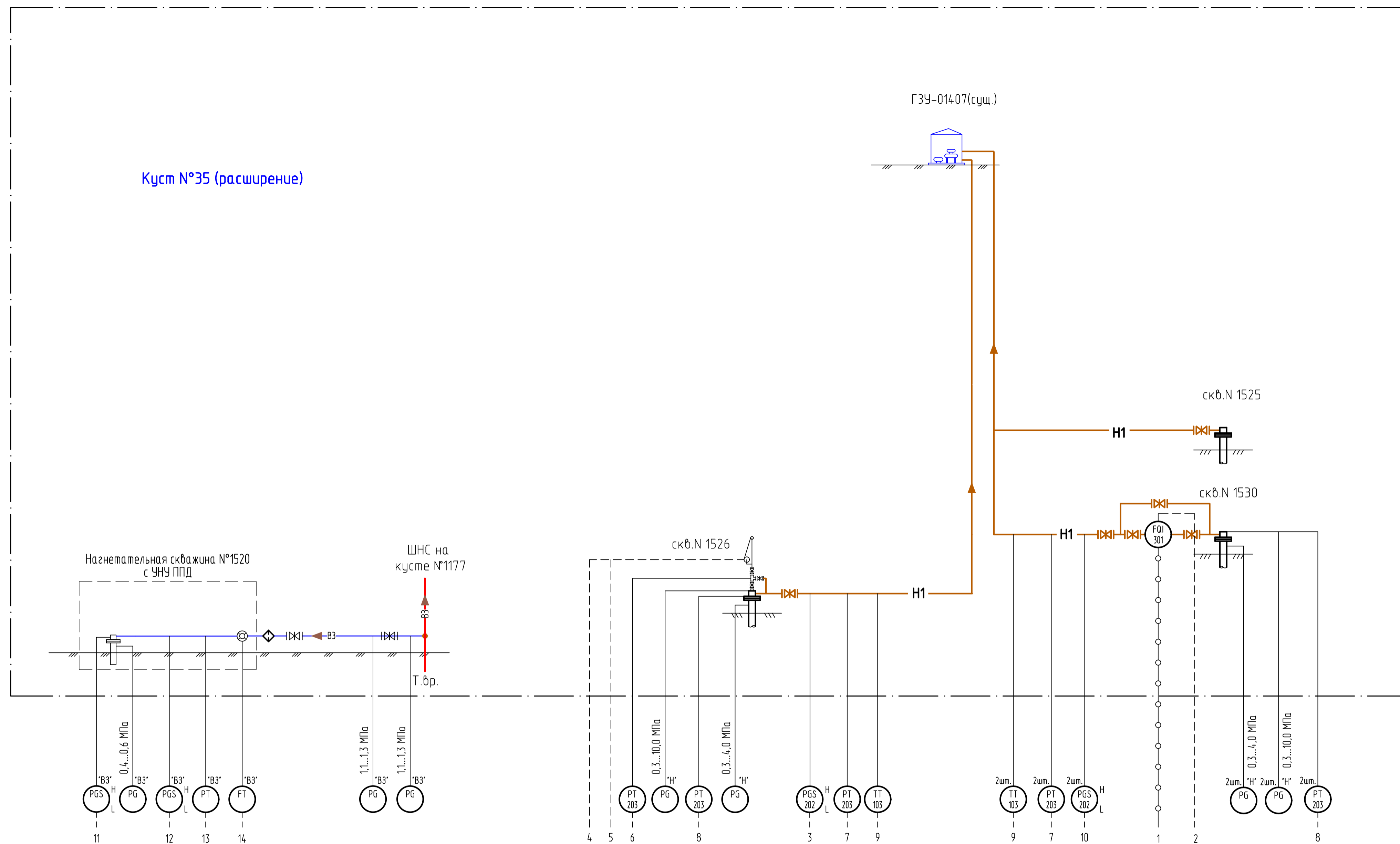
2021/354/ДС121-PD-ILO.TKR5.GCH					
Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)					
Изм.	Кол.	Лист	Надк.	Подпись	Дата
Разраб.	Гостюхина				02.24
Провер.	Ележкина				02.24
Нач. отд.	Старцев				02.24
Н. контр.	Трясцин				02.24
Куст №1115 (расш.)					Страница
					Лист
					4
Схема функциональная автоматизации					НПИ ОНГМ

Поз. обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр	9	"Н", "ВЗ"
PGS202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	3	
PT203	Датчик избыточного давления	7	
TT103	Датчик температуры	3	
FAI301	Счетчик количества жидкости (СКЖ) взрывозащищенный	1	
PGS	Манометр электроконтактный	2	"ВЗ"
PT	Датчик давления	1	"ВЗ"
FT	Расходомер вихревой	1	"ВЗ"

Условные обозначения

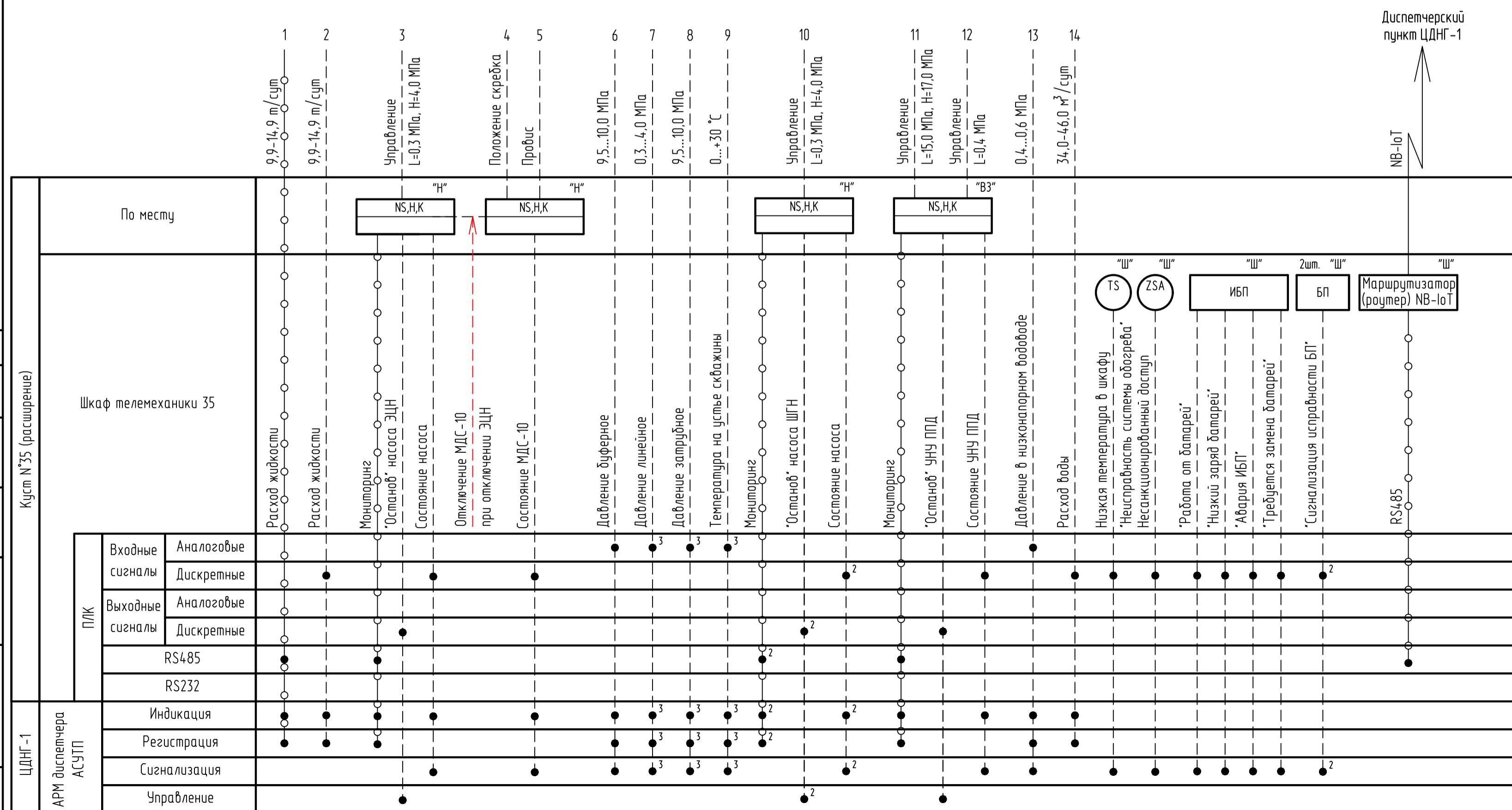
Условное обозначение	Наименование
	Выходной нефтепровод проектируемый
	Водовод низконапорный проектируемый
	Водовод высоконапорный проектируемый
	Задвижка

Куст №35 (расширение)



Диспетчерский пункт ЦДНГ-1

NB-IoT



1. Условные обозначения и изображения приборов КИП и А выполнены в соответствии с ГОСТ 21208-2013.
2. "Н" - оборудование входит в комплект поставки технологического оборудования.
3. "ВЗ" - оборудование входит в комплект поставки системы ППД.
4. "Ш" - оборудование входит в комплект поставки шкафа телемеханики.

Изм.	Кол.	Лист	Надк.	Подпись	Дата	2021/354/ДС121-РД-ИЛО.ТКР5.GCH		
Разраб.	Гостюхина				02.24	"Строительство и обустройство скважин Дороховского месторождения (модуль 145)"		
Провер.	Елейкина				02.24	Куст №35 (расш.)	Стадия	Лист
							П	5
Нач. отд.	Старцев				02.24	Схема функциональная автоматизации		
Н. контр.	Трясцин				02.24	НПИ ОНГМ		