

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»  
Научно-проектный центр «Нефтегазовый инжиниринг»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения»

Проектная документация

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

Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-  
технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий,  
содержание технологических решений

Книга 7 Технологические решения.  
Автоматизация технологических процессов

2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7

Том 4.3.7

Договор №

2021/354/ДС5

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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»  
Научно-проектный центр «Нефтегазовый инжиниринг»**

**Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.**

**ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

**«Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения»**

**Проектная документация**

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

**Часть 3 Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического  
обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание  
технологических решений**

**Книга 7 Технологические решения.  
Автоматизация технологических процессов**

**2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7**

**Том 4.3.7**

**Договор №**

**2021/354/ДС5**

**Главный инженер**

**Д.Г. Малыхин**

**Главный инженер проекта**

**И.Ю. Байдин**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

**2022**

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.S	Содержание тома 4.3.7	2
2021/354/ДС5-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.GCH	Графическая часть	
	Лист 1 - Схема структурная автоматизации.	14
	Лист 2 - Схема функциональная автоматизации.	15

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.S

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.		Бабарькин			10.22	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов
Проверил							П	1	1
Нач.отд.		Епейкин			10.22		<b>НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»</b>		
Н.контр.		Епейкин			10.22				
ГИП		Байдин			10.22				

Состав проектной документации приведен в томе 2021/354/ДС5-PD-SP

Согласовано																					
Взам. инв. №																					
Подл. и дата																					
Инв. № подл.																					
	Разраб.		Байдин			10.22															
	Проверил		Топчиенко			10.22															
	Нач.отд.																				
	Н.контр.		Топчиенко			10.22															
	ГИП		Байдин			10.22															
												<b>2021/354/ДС5-PD-SP</b>									
												<b>СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ</b>						Стадия			
												<b>НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»</b>						Лист			
												<b>НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»</b>						Листов			
												<b>НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»</b>						П			
												<b>НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»</b>						1			
												<b>НПЦ «Нефтегазовый инжиниринг»</b>						1			

## Содержание

1	Исходные данные.....	2
2	Объекты автоматизации и телемеханизации .....	2
3	Объём автоматизации и телемеханизации .....	2
4	Основные технические решения .....	4
4.1	Решения по структуре .....	4
4.2	Приборы и средства автоматизации .....	5
4.3	Размещение, монтаж и обслуживание средств автоматизации .....	6
4.4	Решения по метрологическому обеспечению.....	7
5	Список литературы .....	9
	Таблица регистрации изменений .....	10

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.TCH

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Бабарыкин			10.22
Проверил					
Нач.отд.		Епейкин			10.22
Н.контр.		Епейкин			10.22
ГИП		Байдин			10.22

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	10

**НПЦ «Нефтегазовый  
инжиниринг»**

## 1 Исходные данные

Настоящий документ содержит основные технические решения по автоматизации проектируемых технологических объектов Бугровского месторождения ЦДНГ-7.

Основанием для проектирования настоящего раздела послужили следующие документы:

- Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения», утвержденное Первым Заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И.Мазеиным от 01.10.2021г.;
- Технические условия отдела автоматизации и метрологии ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 01.09.2021г.

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 1.14-2013 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 №5а относятся:

- добывающие скважины – 3 шт.;
- дренажная емкость  $V=8\text{м}^3$  – 1 шт.;
- УБПР – 1 шт.;
- нагнетательная скважина – 1 шт.

К объектам автоматизации кустовой площадки №14 относятся:

- добывающие скважины – 1 шт.

## 3 Объем автоматизации и телемеханизации

Принятый в проекте объем автоматизации и телемеханизации по проектируемым объектам кустовых площадок №5а и №14 в условиях нормальной эксплуатации, позволяет работать без постоянного присутствия на них обслуживающего персонала.

Инд. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.TCH	Лист
								2
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		Подп.

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 эксплуатируются способом ШГН. Скважины оборудованы штанговым глубинным насосом с приводом от станка-качалки ПШСН80-3-40 в комплекте со станцией управления.

Оборудование, поставляемое комплектно с насосом, обеспечивает:

- работу в ручном и автоматическом режимах;
- защиту насоса, в том числе от недопустимого повышения и понижения давления ( $\leq 0,3$ МПа и  $\geq 4,0$ МПа) на устье скважины (проектом предусмотрена установка электроконтактного манометра на выкидном трубопроводе скважины, по сигналам которого производится автоматическое отключение насоса);
- передачу данных в систему телемеханики ЦДНГ-7.

Для контроля и управления технологическим процессом оператором ЦДНГ-7 для проектируемых скважин предусмотрено:

- измерение линейного давления;
- мониторинг параметров СУ ШГН по RS-485:
  - ток электродвигателя насоса;
  - напряжение;
  - сигнализация состояния «Работа»/«Отключен»;
  - общая «Авария»;
- дистанционное управление насосом «Пуск»/«Останов» с АРМа оператора ЦДНГ-7.

Замер дебита жидкости на проектируемых скважинах №600, 601, 809 куста №5а осуществляется с помощью счётчика жидкости СКЖ со встроенным вычислителем БСКЖ (моноблок).

Замер дебита жидкости на проектируемой скважине №808 куста №14 осуществляется на существующем АГЗУ-6714 с передачей данных в систему телемеханики ЦДНГ-7 по существующим каналам связи.

Для дренажной емкости предусмотрен уровнемер с индикацией уровня жидкости по месту.

Для постоянного контроля герметичности промышленного трубопровода, транспортирующего жидкие углеводороды от проектируемых скважин кустовой площадки №5а до точки врезки, предусмотрено:

- контроль параметров трубопровода (достигается установкой датчика давления на нефтегазосборном коллекторе на выходе с кустовой площадки);
- передачу контролируемых параметров трубопровода в систему АСУ ТП ЦДНГ-7 и далее на АРМ оператора с выводом соответствующих трендов;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.TCH	Лист
							3

- отключение насосов скважин в автоматическом режиме (из системы АСУ ТП ЦДНГ-7) или оператором ЦДНГ-7 с АРМа.

На узле подключения, проектируемого нефтепровода в существующий трубопровод в точке врезки предусмотрен местный контроль давления до и после задвижки.

Для УБПР предусмотрено:

- местный визуальный контроль уровня реагента в емкости с дистанционной сигнализацией минимального уровня;
- дистанционная сигнализация повышения и понижения давления в нагнетательной линии относительно заданного значения;
- дистанционная сигнализация повышения и понижения температуры в емкости относительно заданного значения;
- дистанционная сигнализация включения/отключения насоса-дозатора;
- управление обогревом емкости по заданным значениям с дистанционной сигнализацией включения/отключения обогрева;
- повторное включение насоса-дозатора после пропадания электропитания;
- отключение насоса-дозатора при недопустимом отклонении давления в линии нагнетания и при минимальном уровне реагента в емкости.
- передача данных в систему телемеханики ЦДНГ-7.

Для контроля загазованности воздушной среды рабочей зоны и своевременного обнаружения возможных утечек углеводородов, при обслуживании оборудования и проведении ремонтных работ, обслуживающий персонал использует переносные газоанализаторы со встроенной светозвуковой сигнализацией и ЖК-индикатором, имеющиеся в ЦДНГ-7.

**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.

Блочное оборудование укомплектовано контрольно-измерительными приборами и системой управления в соответствии с утвержденными Заказчиком техническими требованиями или опросными листами.

**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;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.TCH	Лист
							4



- первый уровень – программируемый логический контроллер (ПЛК) в составе шкафа телемеханики;
- второй уровень – существующие АРМ оператора ЦДНГ-7 и сервер в ЦДНГ-7;
- третий уровень – АСОДУ.

Для сбора данных с проектируемых технологических объектов кустовой площадки №5а проектом предлагается использовать контроллер в составе проектируемого обогреваемого шкафа телемеханики с передачей данных по GSM-каналу в существующую систему телемеханики ЦДНГ-7, на АРМ оператора ЦДНГ-7 и в АСОДУ. Данные с проектируемой скважины №808 передаются на существующий шкаф телемеханики кустовой площадки №14 и далее по существующему УКВ-каналу в систему телемеханики ЦДНГ-7, на АРМ оператора ЦДНГ-7 и в АСОДУ.

Проектом обеспечивается интеграция проектируемых объектов в общую систему АСУ ТП ЦДНГ-7, экспорт данных в информационную систему OIS+ и АСОДУ.

Прикладное ПО для проектируемого контроллера, разрабатывается заводом-изготовителем шкафа телемеханики и входит в комплект поставки шкафа.

На верхнем уровне для системы АСУ ТП ЦДНГ-7 и АСОДУ в ходе ПНР предусмотрена доработка программного и информационного обеспечений.

Работа объектов автоматизации обеспечивается в круглосуточном режиме.

Структурная схема автоматизации приведена в графической части проекта 2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.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».

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.

Перечень средств автоматизации приведен на схеме функциональной автоматизации (см. 2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.GCH л.2).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.TCH							5
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

### 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 отсекающих 2-х вентильных блоках, 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.

Все электрические проводки выполняются экранированным контрольным кабелем с медными жилами сечением не менее 1,0мм<sup>2</sup> 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 блока аппаратурного АГЗУ, где размещается шкаф телемеханики кабельная продукция, прокладывается:

- 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 «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

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.TCH							6
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

щитков предусматривается в томе 4.3.2 «Система электроснабжения на период обустройства месторождения».

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.

Электрооборудование, размещённое во взрывоопасных зонах и не включённое в искробезопасные цепи, должно быть заземлено отдельной жилой, независимо от напряжения.

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 включены в Госреестр как средства измерения и имеют свидетельство (сертификат) Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

Измерений, входящих в сферу государственного регулирования обеспечения единства измерений (ГРОЕИ) 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 (линейное)  $\pm 0,5\%$ ;
- 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;

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.TCH				
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	

- действующее на дату выпуска свидетельство (сертификат) об утверждении типа СИ с описанием типа.
- утвержденная в установленном порядке методика поверки;
- аттестованная в установленном порядке методика измерений (для СИ, выполняющих не прямые измерения, измерительных систем/комплексов);
- свидетельства о поверке с протоколом поверки (оригинал), срок действия поверки на территории РФ не должен превышать 90 дней на момент отгрузки СИ Заказчику.

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

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								8
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

## 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 1.14-2013 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)».

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.TCH
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

## 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	Инов. № подл.	Лист	
									2021/354/ДС5-PD-ILO.IOS3.7.TCH	
									10	

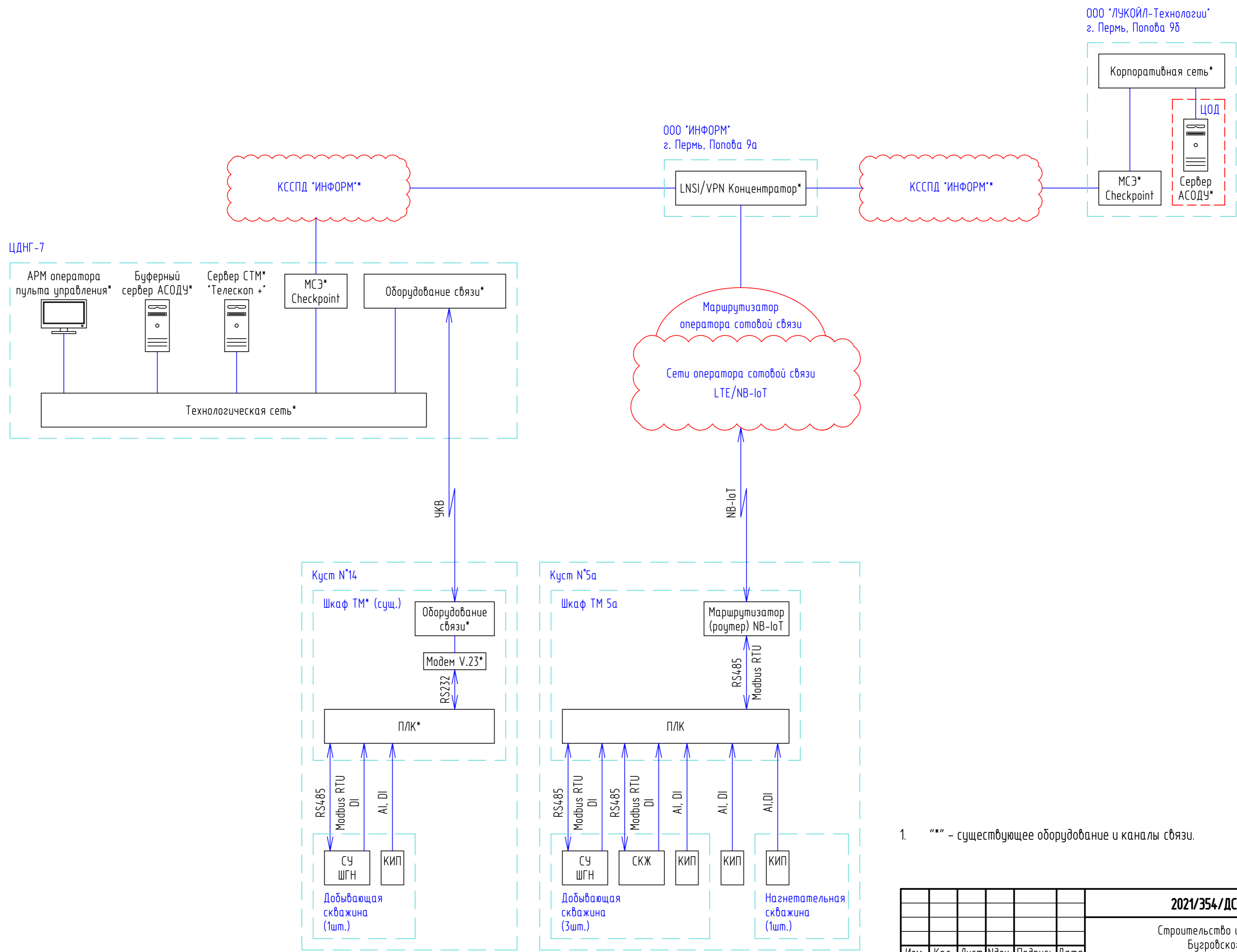
Уровень автоматизации

Третий уровень

Второй уровень

Первый уровень

Нижний уровень

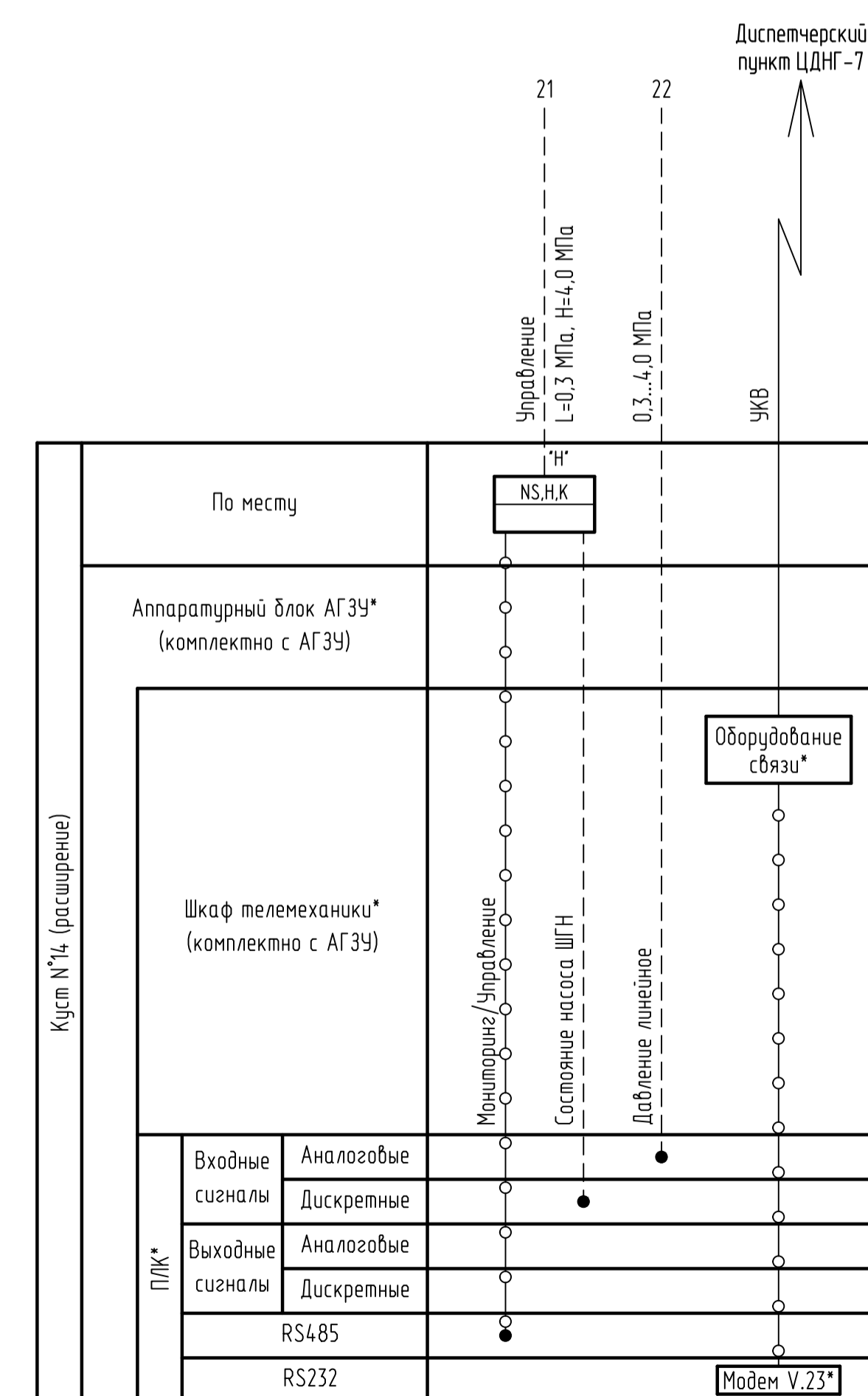
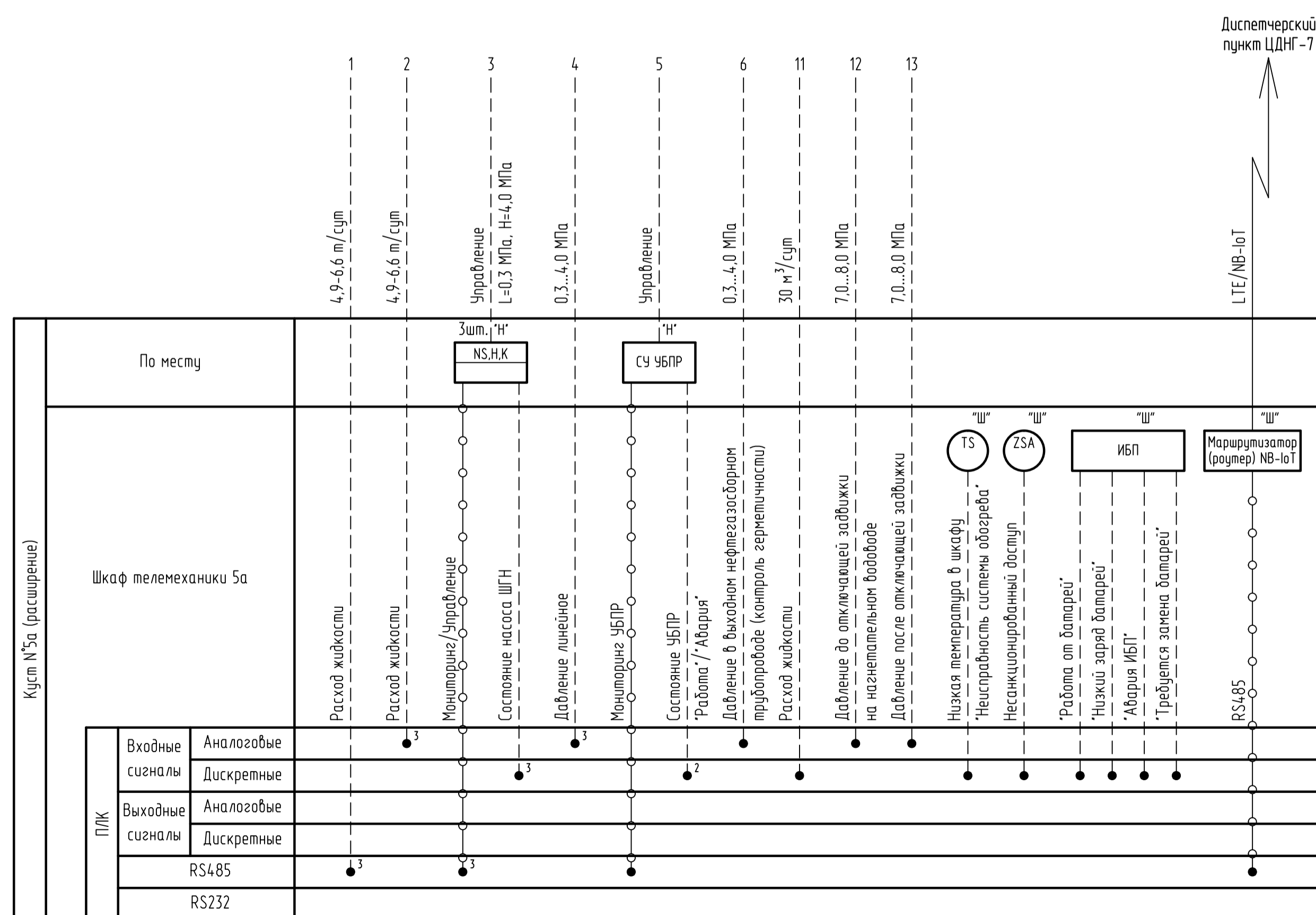
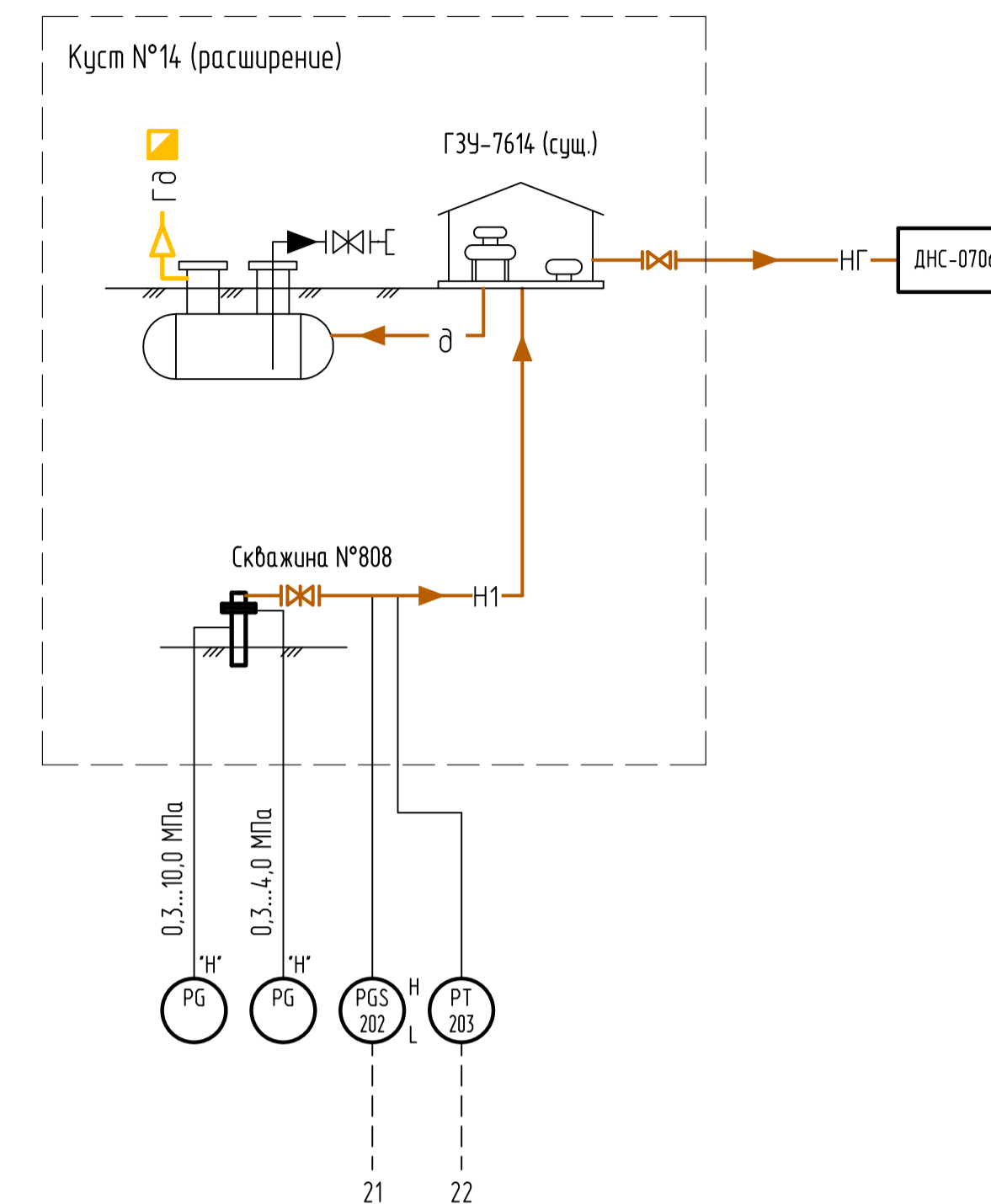
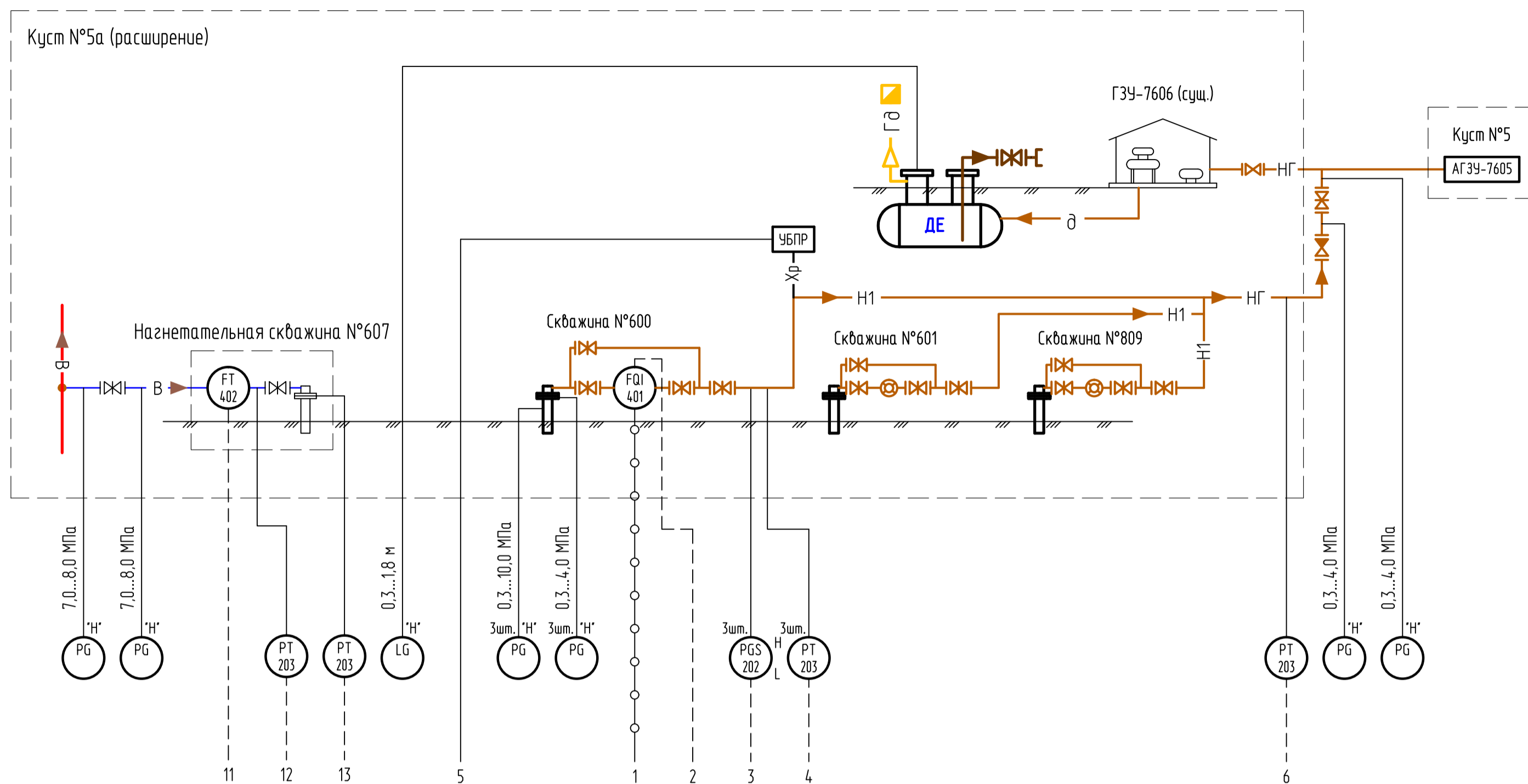


1. "\*" - существующее оборудование и каналы связи.

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

2021/354/ДС5-PD-IL0.IOS3.7.GCH					
Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения					
Изм.	Кол.	Лист	Ивдок.	Подпись	
Разраб.	Бадарькин	11.22			
Проверил	Епейкин	11.22			
Н. контр.	Епейкин	11.22			
Стадия				Лист	Листов
				П	1
Схема структурная автоматизации				НПЦ "Нефтегазовый инжиниринг"	

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	4	
203	Датчик избыточного давления	7	
401	Счетчик количества жидкости (СКЖ) взрывозащищенный	3	
402	Счетчик расхода воды взрывозащищенный	1	



1. Условные обозначения и изображения приборов КИП и А выполнены в соответствии с ГОСТ 21.208-2013.
2. Объекты управления (установки, агрегаты, аппараты) и относящиеся к ним средства автоматизации, не связанные между собой и имеющие одинаковое оснащение средствами автоматизации, изображаются на схемах один раз (п.5.1.3 ГОСТ 21.408-2013).
3. "Н" - оборудование входит в комплект поставки технологического оборудования.
4. "Ш" - оборудование входит в комплект поставки шкафа телемеханики.
5. "\*" - существующее оборудование.

2021/354/ДС5-РД-ИЛО.ЮСЗ.7.6СН										
Строительство и обустройство скважин Бугровского месторождения										
Изм.	Кол.	Лист	Дата	Подпись						
Разраб.	Бадарькин	11.22								
Проверил	Епейкин	11.22								
Н. контр.	Епейкин	11.22								
Схема функциональная автоматизации				<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td>2</td> <td></td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П	2	
Стадия	Лист	Листов								
П	2									
ИПЦ "Нефтегазобъём инжиниринг"				Формат А1						