

**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
Гавринского месторождения (модуль 141)»**

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 5 Технологические решения.
Автоматизация технологических процессов**

2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS5

Том 4.3.5

Договор №

2021/354/ДС88

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

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
Гавринского месторождения (модуль 141)»

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 5 Технологические решения.
Автоматизация технологических процессов

2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS5

Том 4.3.5

Договор №

2021/354/ДС88

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

Д.Ю. Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS5	Содержание тома 4.3.5	2
2021/354/ДС88-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS5.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS5.GCH	Графическая часть	
	Лист 1 – Схема структурная автоматизации	16
	Лист 2 – Куст №1. Схема функциональная автоматизации	17
	Лист 3 – Куст №2. Схема функциональная автоматизации	18
	Лист 4 – Скважина №3. Схема функциональная автоматизации	19
	Лист 5 – Куст №4. Схема функциональная автоматизации	20
	Лист 6 – Куст №5. Схема функциональная автоматизации	21

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС88-PD-ILO.IOS5								
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		Минин			02.24			
СОДЕРЖАНИЕ ТОМА						Стадия	Лист	Листов
						П	1	1
						НПИ 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	11
	Таблица регистрации изменений	12

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2021/354/ДС88-PD-ILO. IOS5

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
						П	1	12
Разраб.		Гостюхина			02.24	<p style="text-align: center;">ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ</p> <p style="text-align: center;">НПИ ОНГМ</p>		
Проверил		Епейкина			02.24			
Нач.отд.		Старцев			02.24			
Н.контр.		Старцев			02.24			
ГИП		Минин			02.24			

1 Исходные данные

Настоящий документ содержит основные технические решения по автоматизации проектируемых объектов системы ППД Гавринского месторождения ЦДНГ-2.

Основанием для проектирования настоящего раздела послужили следующие документы:

- Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Гавринского месторождения (модуль 141)» утвержденное И.о. Первым Заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Р.П. Пивоваром от 04.08.2022г.;
- Технические условия отдела автоматизации и метрологии ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 31.06.2023г.

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 №5 относятся:

- добывающая скважина №5 (способ добычи ШГН) – 1 шт.;
- устьевой блок подачи реагента УБПР – 1 шт.
- камера приема очистных устройств – 1 шт.;
- камера запуска очистных устройств – 1 шт.

К объектам автоматизации кустовой площадки №4 относятся:

- добывающие скважины №№27,50,76,26,77 (способ добычи ШГН) – 5 шт.;
- устьевой блок подачи реагента УБПР – 1 шт.;
- камера приема очистных устройств – 1 шт.;
- камера запуска очистных устройств – 1 шт.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ILO. IOS5	2

К объектам автоматизации кустовой площадки №1 относятся:

- добывающие скважины №№69, 70, 19, 66, 81, 62, 15, 65, 14, 64, 63 (способ добычи ШГН) – 11 шт.;
- добывающие скважины №46, №47 (способ добычи ЭЦН) – 2 шт.;
- нагнетательные скважины №№72, 20, 79, 90, 17, 67, 16, 68 – 8 шт.;
- водораспределительный пункт ВРП – 1 шт.;
- устьевой блок подачи реагента УБПР – 1 шт.

К объектам автоматизации кустовой площадки №2 относятся:

- добывающие скважины №№24, 49, 75, 23, 22, 73, 48, 7, 18 (способ добычи ШГН) – 9 шт.;
- нагнетательные скважины №№25, 74, 21 – 3 шт.;
- водораспределительный пункт ВРП – 1 шт.;
- устьевой блок подачи реагента УБПР – 1 шт.

К объектам автоматизации кустовой площадки №3 относятся:

- добывающие скважины №№43, 41, 60, 6, 40, 42, 45, 44, 13, 11 (способ добычи ШГН) – 10 шт.;
- добывающие скважины №7, №10 (способ добычи ЭЦН) – 2 шт.;
- нагнетательные скважины №№12, 8, 9 – 3 шт.;
- водораспределительный пункт ВРП – 1 шт.;
- устьевой блок подачи реагента УБПР – 1 шт.;
- блок водозаборной скважины – 1 шт.;
- шурфовая насосная станция – 1 шт.

3 Объем автоматизации и телемеханизации

Принятый в проекте объем автоматизации и телемеханизации по проектируемым объектам кустовых площадок №№1, 2, 3, 4, 5 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 №1, №3 (способ добычи ЭЦН) оборудованы электропогружным центробежным насосом ЭЦН5-40-1500 в комплекте со станцией управления, частотным регулированием, трансформатором и системой погружной телеметрии.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ILO. IOS5	Лист
							3

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-2 на каждой скважине предусмотрено:

- дистанционное измерение линейного давления;
- сигнализация состояния насоса;
- состояние МДС-10 (для скважин с ЭЦН);
- мониторинг параметров СУ ЭЦН (для скважин с ЭЦН) по RS-485:
 - 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-2.

Замер дебита жидкости на проектируемых скважинах кустов №№1, 2, 3, 4, 5 осуществляется с помощью счётчиков жидкости СКЖ с вычислителем БЭСЖ, устанавливаемых на каждой скважине.

Для постоянного контроля герметичности промысловых трубопроводов, транспортирующих жидкие углеводороды с проектируемых кустовых площадок №№1, 2, 3, 4, 5 до т. врезки, предусмотрено:

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

На камерах приема и запуска очистных устройств предусмотрен контроль давления по месту.

Объем автоматизации УБПР соответствует комплекту и обеспечивает передачу в СТМ ЦДНГ-2 параметров:

- уровень реагента;
- температура реагента;
- состояние насоса-дозатора;
- «Авария» УБПР.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС88-PD-ILO. IOS5	Лист
							4

- мгновенная активная мощность;
- мгновенная реактивная мощность.

Объем автоматизации для водозаборной скважины соответствует комплекту поставки и обеспечивает:

- защиту при отклонениях технологических параметров насоса от заданных уставок и регулирование этих уставок;
- отключение насоса при недопустимом понижении и повышении давления ($\leq 0,7$ МПа и $\geq 0,9$ МПа) от ЭКМ в выкидном низконапорном трубопроводе;
- защиту насоса от сухого хода.

Дополнительно для водозаборной скважины предусмотрено:

- измерение давления в выкидном низконапорном трубопроводе по месту и дистанционно;
- замер расхода воды на скважине по месту и дистанционно;
- измерение температуры воздуха в блок-боксе скважины дистанционно;
- контроль несанкционированного доступа в блок-бокс дистанционно.

Данные передаются в СТМ ЦДНГ-2 и АСОДУ.

На узлах подключения проектируемых нефтегазосборных трубопроводов к существующим трубопроводам в точках врезки предусмотрен местный контроль давления до и после задвижки.

Дополнительно для шкафов ТМ предусмотрен вывод в СТМ ЦДНГ-2 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.	

						2021/354/ДС88-PD-ILO. IOS5	Лист
							6
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- 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 щитков предусматривается в томе 4.3.1 «Система электроснабжения».

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.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

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 (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 $\pm 1,5\%$.
- 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);
- манометры избыточного давления (при рабочем давлении свыше 14,0МПа) 1,0 (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;
- 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).

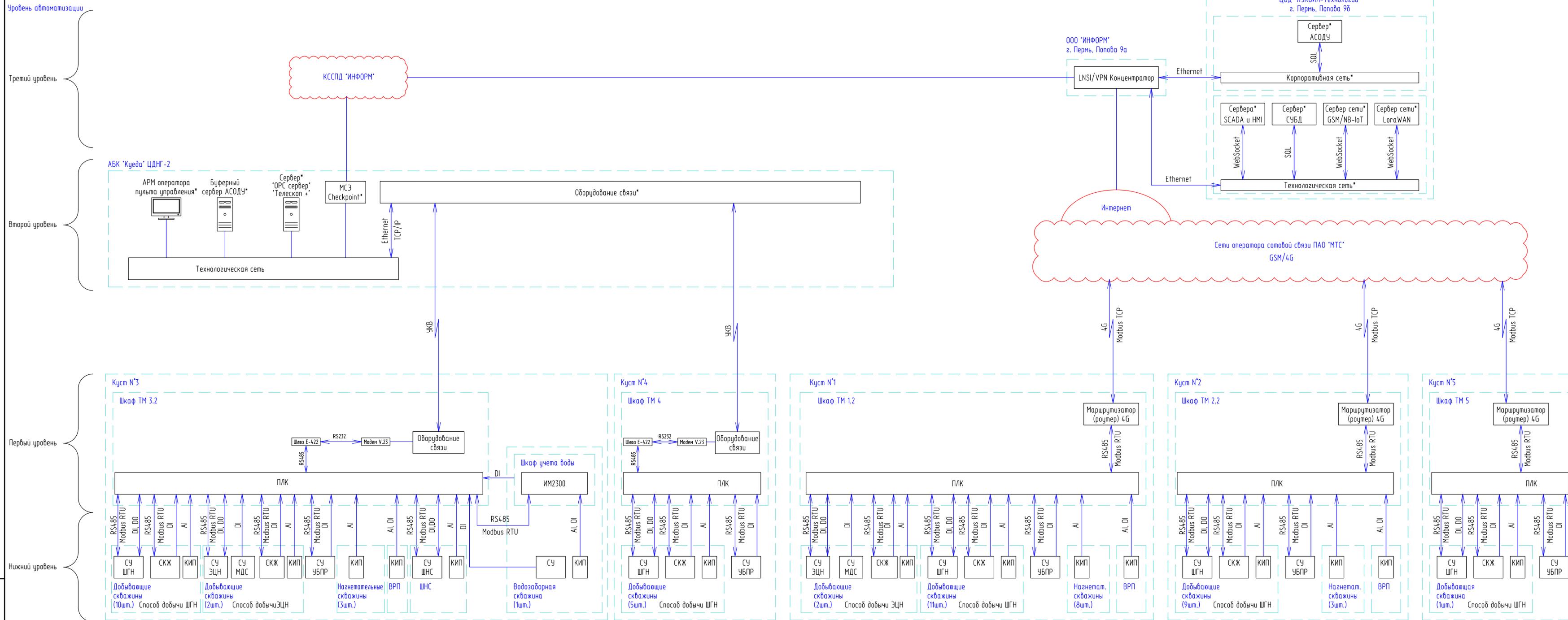
Изн. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
						2021/354/ДС88-PD-ILO. IOS5	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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/ДС88-PD-ILO. IOS5	12



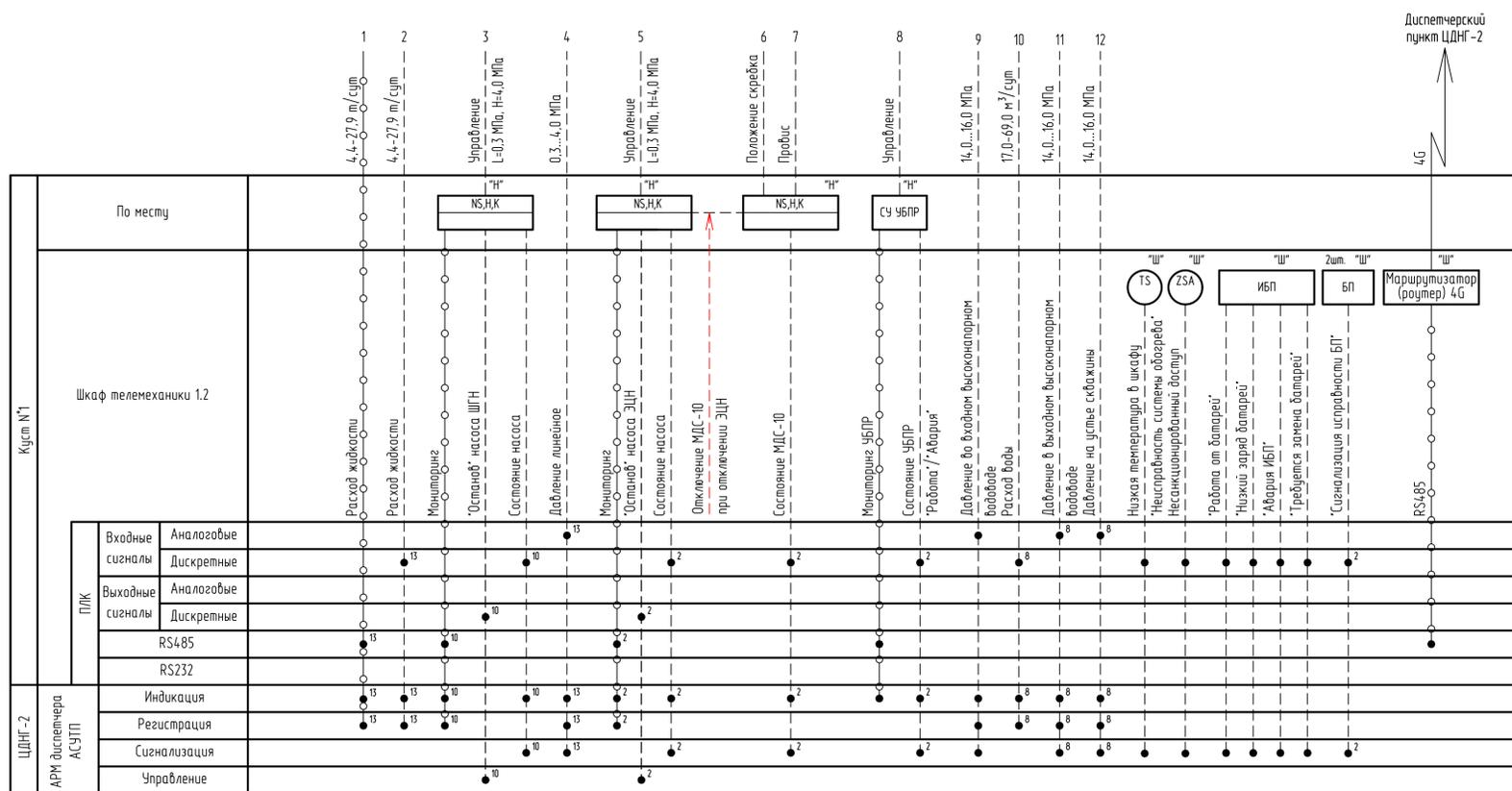
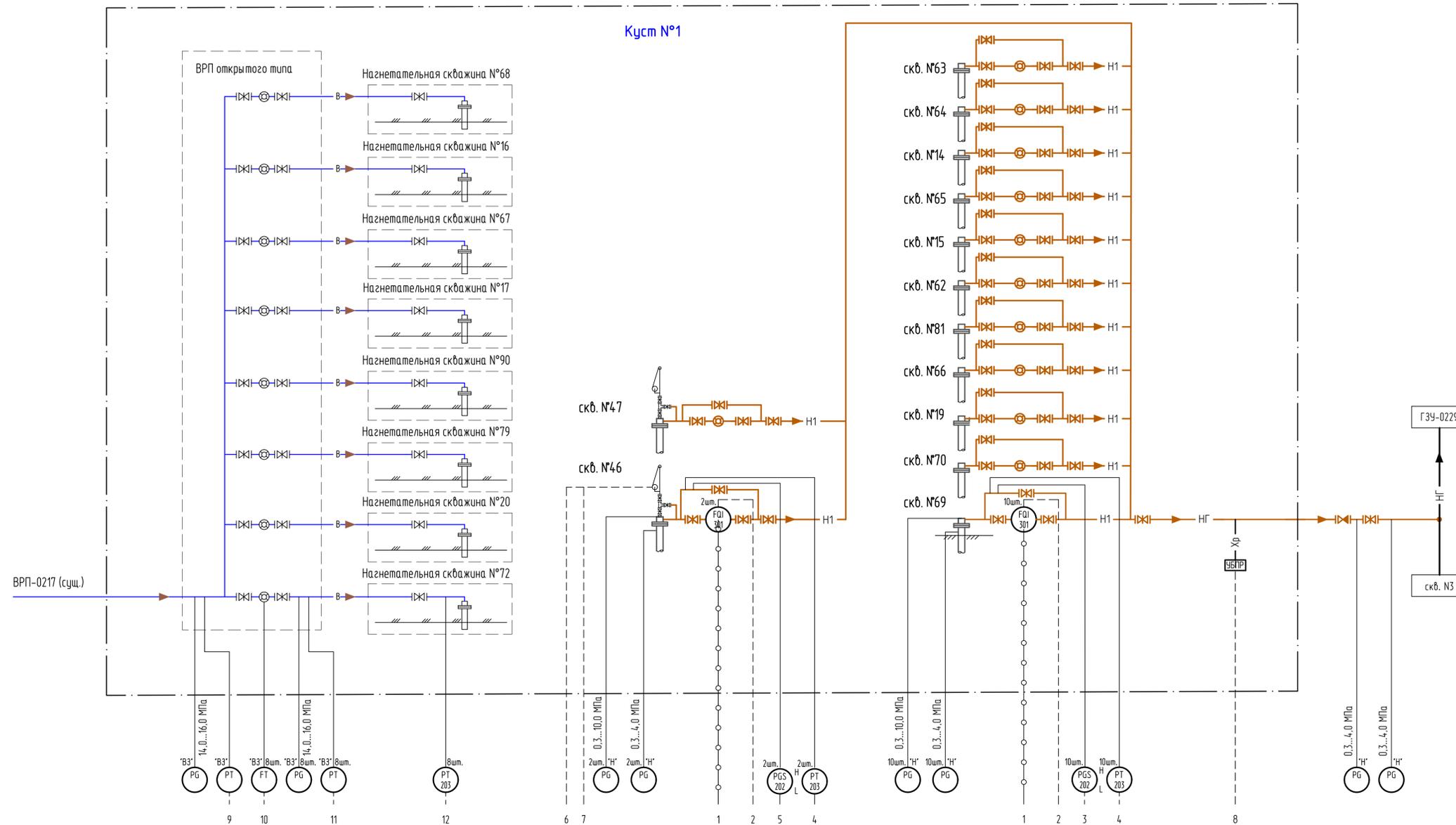
1. "*" - существующее оборудование и каналы связи.

						2021/354/ДС88-PD-IL0.I0S5.GCH		
						"Строительство и обустройство скважин Габринского месторождения (модуль 141)"		
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Гостюхина			02.24		1	
Провер.		Епейкина			02.24			
Нач. отв.		Старцев			02.24	Схема структурная автоматизации		НПИ ОНГМ
Н. контр.		Трясцин			02.24			

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр	37	"Н", "ВЗ"
PGS202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	13	
PT203	Датчик избыточного давления	21	
FQI301	Счетчик количества жидкости (СКЖ) взрывозащищенный	13	
FT	Расходомер	8	"ВЗ"
PT	Датчик избыточного давления	9	"ВЗ"

Условные обозначения

Условное обозначение	Наименование
	Нефтегазосборный трубопровод существующий
	Нефтегазосборный трубопровод проектируемый
	Выкидной нефтепровод проектируемый
	Трубопровод химреagenta проектируемый
	Высоконапорный водовод проектируемый
	Задвижка
	Клапан обратный



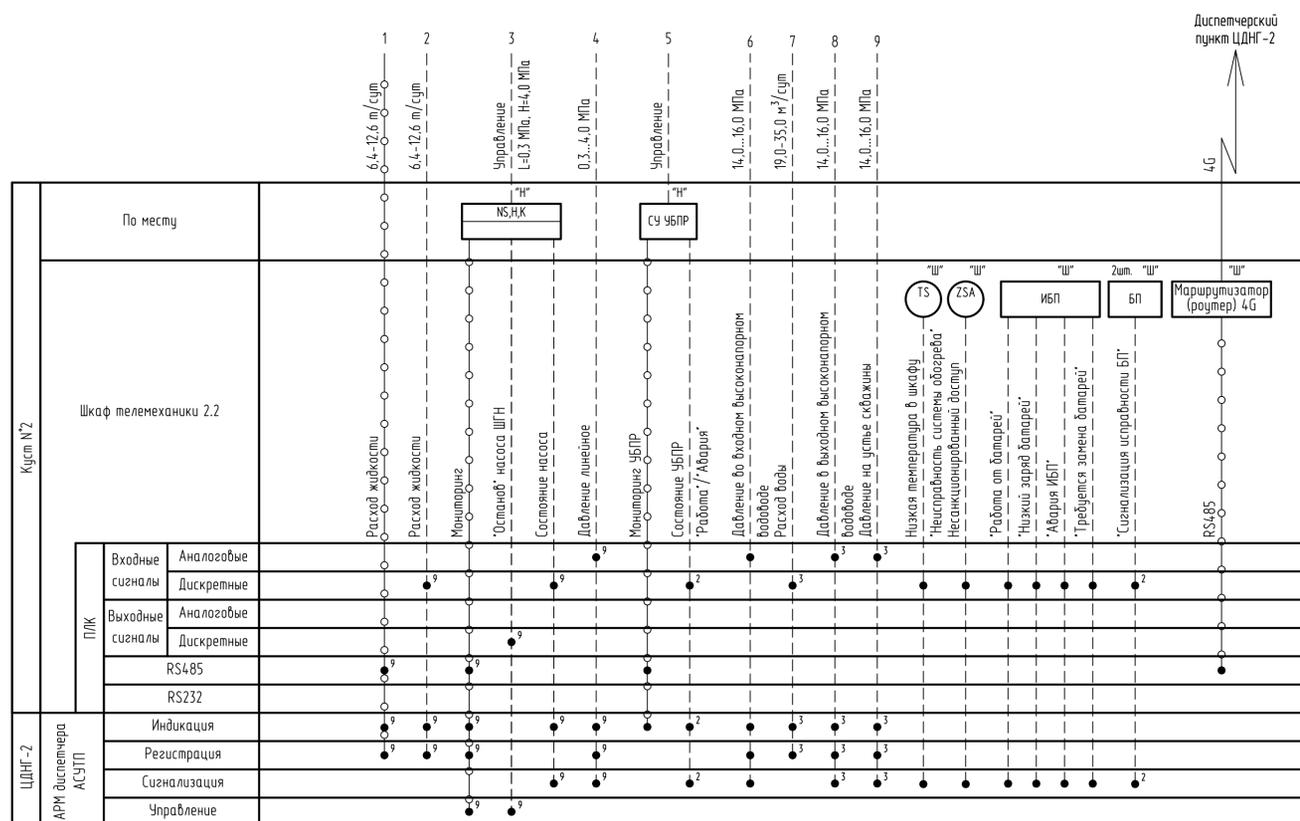
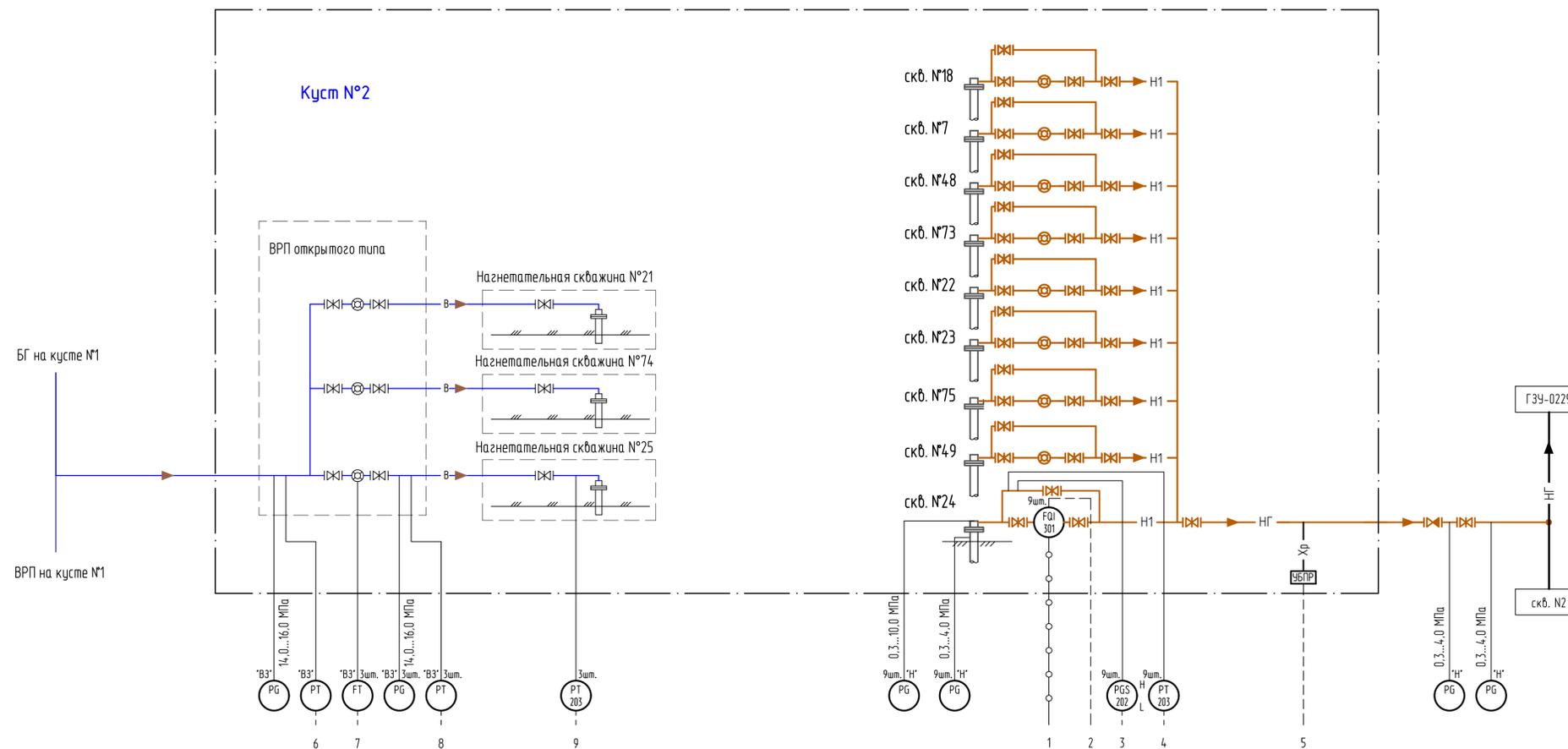
1. Условные обозначения и изображения приборов КИП и А выполнены в соответствии с ГОСТ 21208-2013.
2. "Н" - оборудование входит в комплект поставки технологического оборудования.
3. "ВЗ" - оборудование входит в комплект поставки системы ППД.
4. "Ш" - оборудование входит в комплект поставки шкафа телемеханики.

2021/354/ДС88-РД-ИЛО.1055.GCH				
"Строительство и обустройство скважин Габринского месторождения (модуль 14.1)"				
Изм.	Кол.	Лист	Дата	Подпись
Разраб.	Гостюхина	02.24		
Провер.	Ележкина	02.24		
Нач. отд.	Старцев	02.24		
Н. контр.	Трясцин	02.24		

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр	24	"Н", "ВЗ"
PGS202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	9	
PT203	Датчик избыточного давления	12	
FQI301	Счетчик количества жидкости (СКЖ) взрывозащищенный	9	
FT	Расходомер	3	"ВЗ"
PT	Датчик избыточного давления	4	"ВЗ"

Условные обозначения

Условное обозначение	Наименование
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод существующий
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод проектируемый
— Н1 —	Выходной нефтепровод проектируемый
— Хр —	Трубопровод химреagenta проектируемый
— В —	Высоконапорный водовод проектируемый
⌘	Задвижка
⌘	Клапан обратный



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.

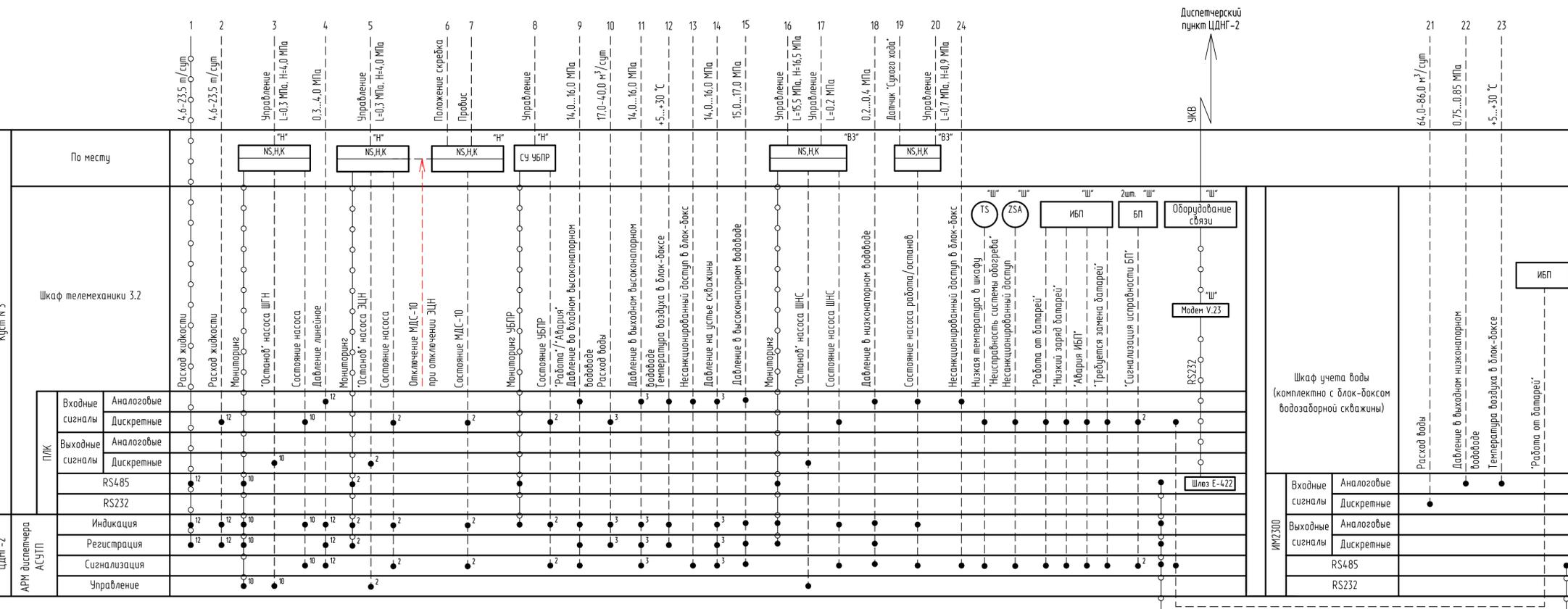
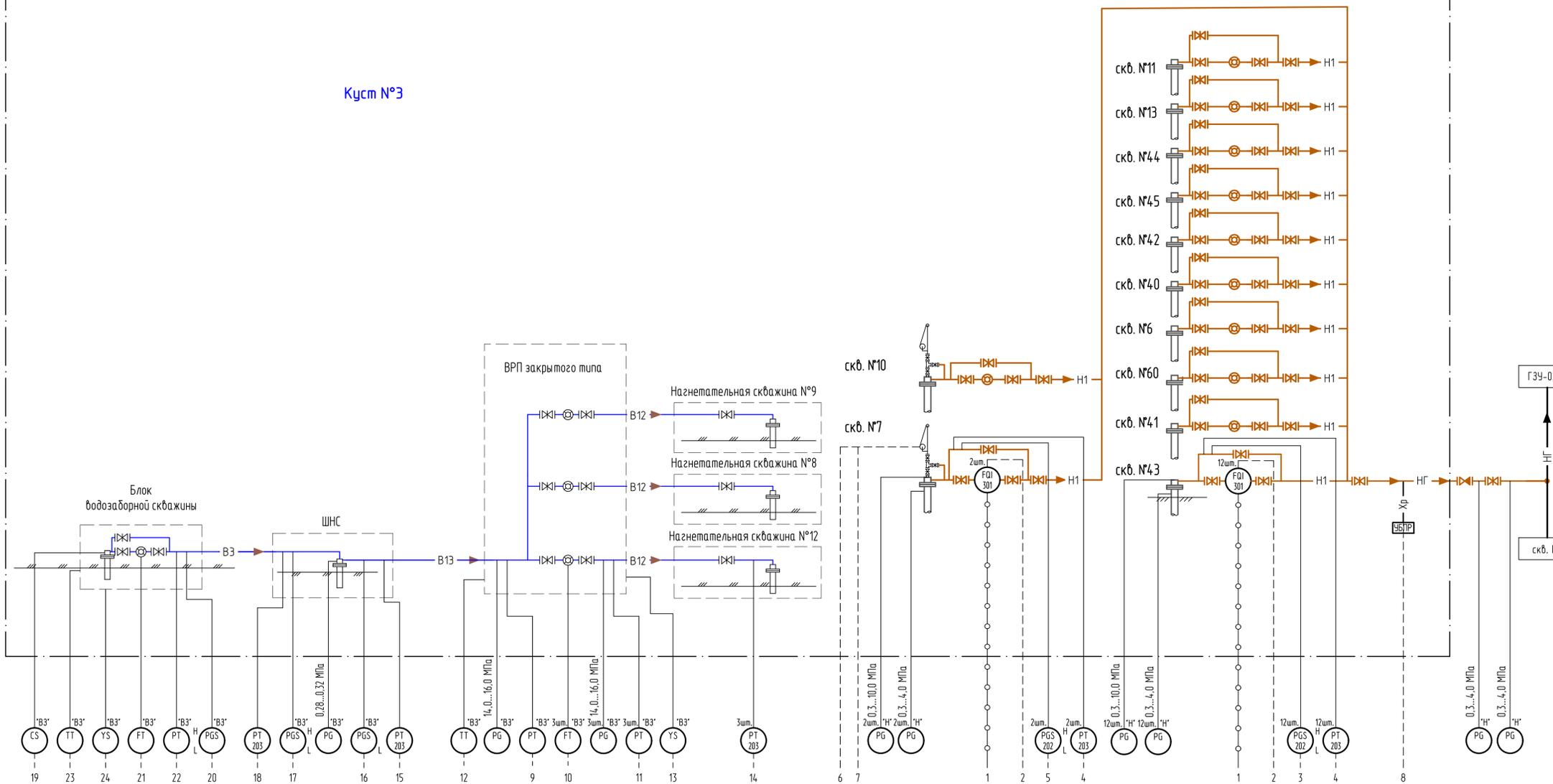
2021/354/ДС88-РД-ИЛО.1055.GCN				
"Строительство и обустройство скважин Габринского месторождения (модуль 14)"				
Изм.	Кол.	Лист	Надк.	Подпись
Разраб.	Гостюхина	02.24		
Провер.	Ележкина	02.24		
Куст №2		Страница	Лист	
		П	3	
Нач. отд.	Старцев	02.24		
Н. контр.	Трясцин	02.24		
Схема функциональная автоматизации				НПИ ОНГМ

Поз. обозн.	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр	31	"Н", "ВЗ"
PGS202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	12	
PT203	Датчик избыточного давления	17	
FQI301	Счетчик количества жидкости (СКЖ) взрывозащищенный	12	
PGS	Манометр электроконтактный	3	"ВЗ"
PT	Датчик давления	5	"ВЗ"
FT	Расходомер вихревой	4	"ВЗ"
TT	Датчик температуры	1	"ВЗ"
CS	Датчик "сухого хода"	1	"ВЗ"
YS	Датчик несанкционированного доступа	1	"ВЗ"
СУ1	Станция управления насосом водозаборной скважины	1	"ВЗ"

Условные обозначения

Условное обозначение	Наименование
	Нефтегазосборный трубопровод существующий
	Нефтегазосборный трубопровод проектируемый
	Выходной нефтепровод проектируемый
	Трубопровод химреagenta проектируемый
	Водовод низконапорный проектируемый
	Водовод нагнетательный проектируемый
	Водовод высоконапорный проектируемый
	Задвижка
	Клапан обратный

Куст №3



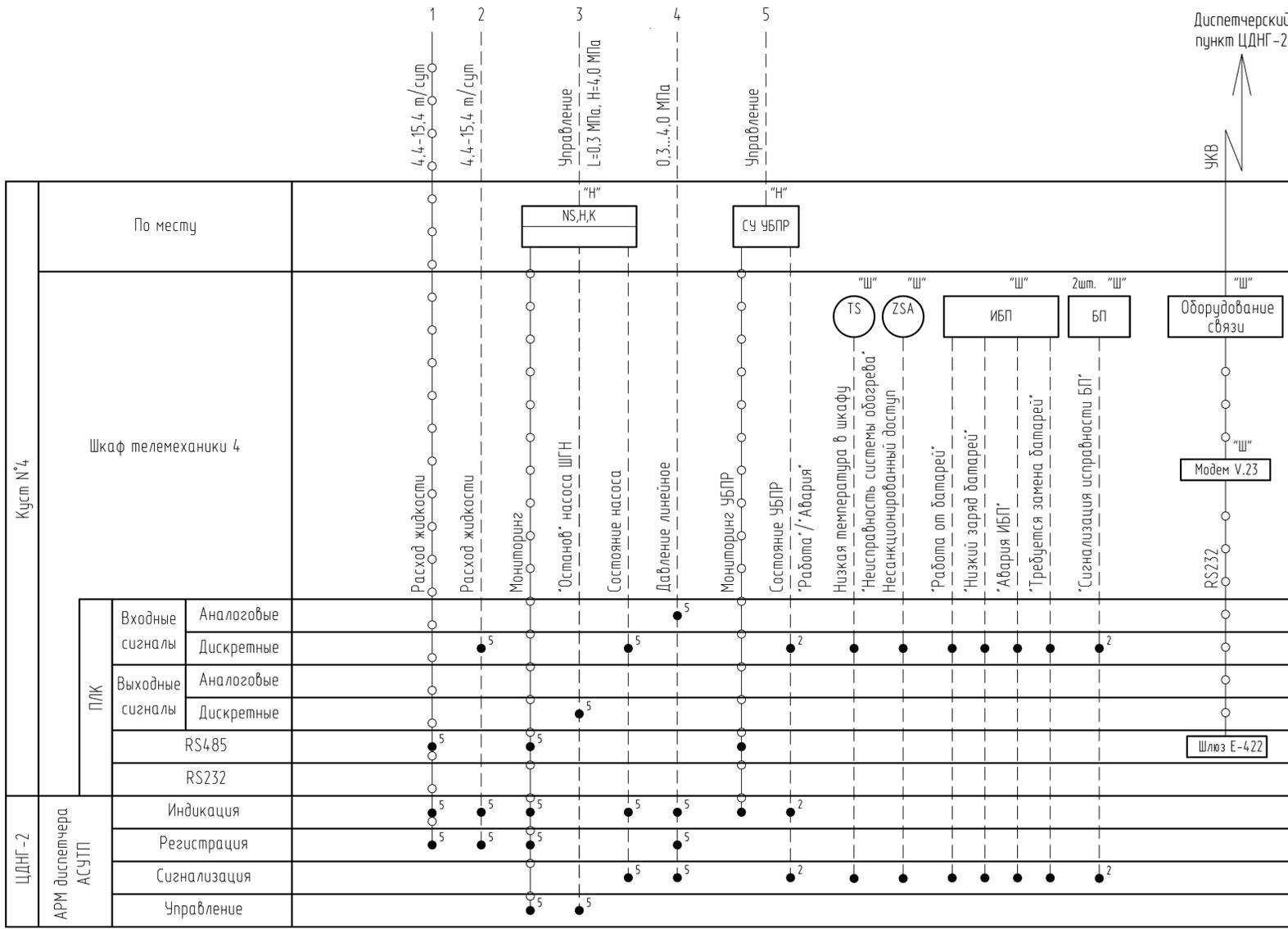
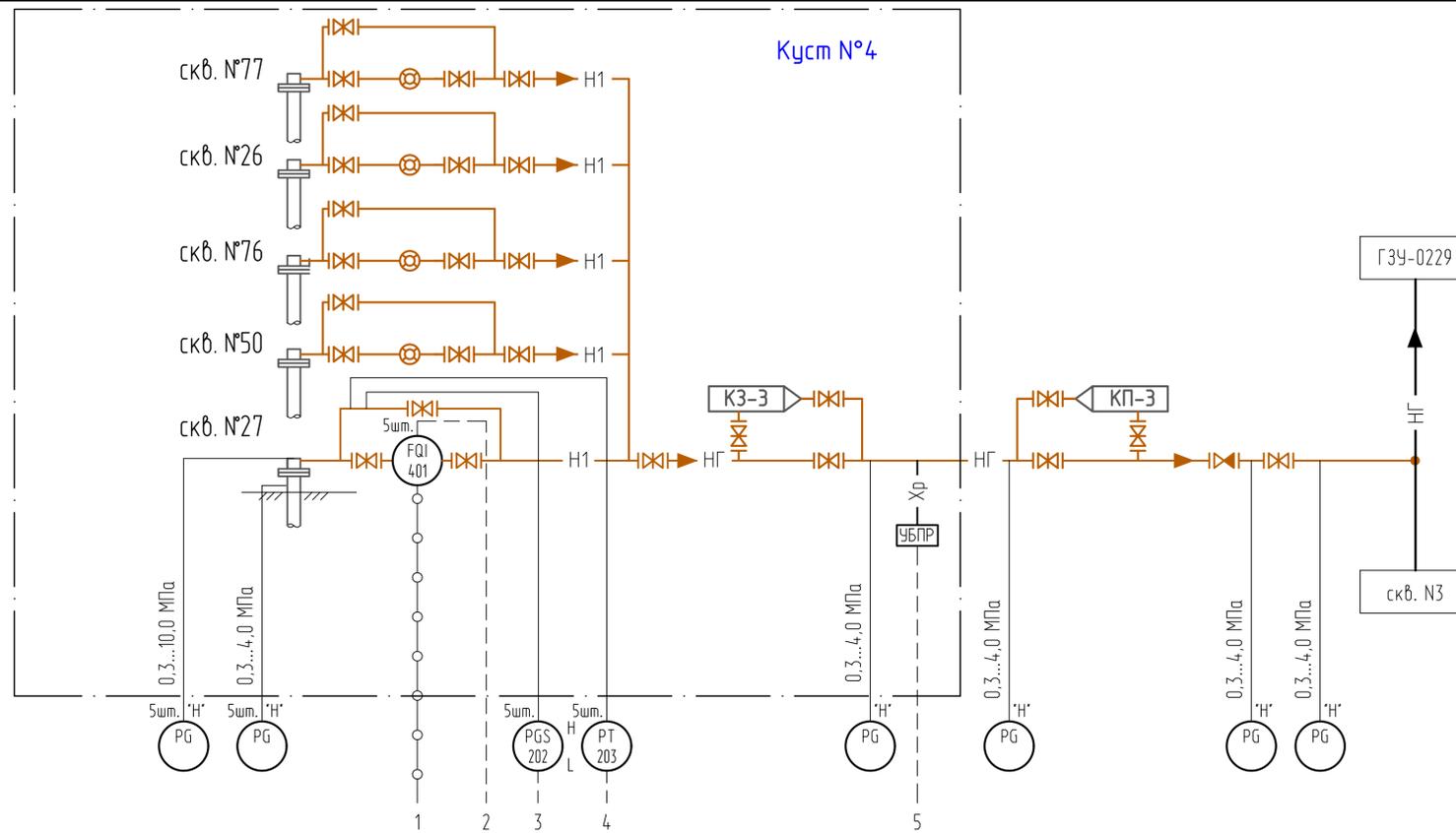
1. Условные обозначения и изображения приборов КИП и А выполнены в соответствии с ГОСТ 21208-2013.
2. "Н" - оборудование входит в комплект поставки технологического оборудования.
3. "ВЗ" - оборудование входит в комплект поставки системы ППД.
4. "Ш" - оборудование входит в комплект поставки шкафа телемеханики.

2021/354/ДС88-РД-ИЛО.IOS5.GCH				
"Строительство и обустройство скважин Габриковского месторождения (модуль 141)"				
Изм.	Кол.	Лист	Надк.	Подпись
Разраб.	Гостюхина	02.24		
Провер.	Елепкина	02.24		
Куст №3		Старцев	02.24	
		Н. контр.	Трясцин	02.24
Схема функциональная автоматизации				НПИ ОНГМ

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр	14	"Н"
PGS202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	5	
PT203	Датчик избыточного давления	5	
FQI301	Счетчик количества жидкости (СКЖ) взрывозащищенный	5	

Условные обозначения

Условное обозначение	Наименование
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод существующий
— НГ —	Нефтегазосборный трубопровод проектируемый
— Н1 —	Выкидной нефтепровод проектируемый
— Хр —	Трубопровод химреагента проектируемый
⌘	Задвижка
⌘	Клапан обратный



Диспетчерский пункт ЦДНГ-2
УКВ

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

				2021/354/ДС88-PD-IL0.IOS5.GCH				
				"Строительство и обустройство скважин Гавриинского месторождения (модуль 141)"				
Изм.	Кол.	Лист/Ивок.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гостюхина		02.24				
Провер.		Епейкина		02.24				
					Куст №4		Стадия	Лист
							п	5
Нач. отд.	Старцев				02.24			
Н. кантр.	Трясцин				02.24			
Схема функциональная автоматизации							НПИ ОНГМ	

