

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 Москудьянского
месторождения (модуль 165)»**

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 6 Технологические решения. Автоматизация технологических
процессов**

2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6

Том 4.3.6

Договор №

2021/354/ДС124

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 Москудынского
месторождения (модуль 165)»

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 6 Технологические решения. Автоматизация технологических процессов

2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6

Том 4.3.6

Договор №

2021/354/ДС124

Заместитель директора

В.А. Войтенко

Главный инженер проекта

А.И. Митюков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2024

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.S	Содержание тома 4.3.6	2
2021/354/ДС124-PD-SP	Состав проектной документации	3
2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.TCH	Текстовая часть	4
2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.GCH	Графическая часть	
	Лист 1 – Схема структурная автоматизации	14
	Лист 2 – Схема функциональная автоматизации	15

Согласовано											
Взам. инв. №											
Подл. и дата											
Инв. № подл.											
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.S				
	Разраб.		Санников			02.24	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА	Стадия	Лист	Листов	
	Проверил		Епейкина			02.24		П	1	1	
	Нач.отд.		Старцев			02.24		НПИ ОНГМ			
Н.контр.		Старцев			02.24						
ГИП		Митюков			02.24						

Состав проектной документации приведен в томе 2021/354/ДС124-PD-SP

Согласовано							2021/354/ДС124-PD-SP	Стадия	Лист	Листов
Взам. инв. №							СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	П	1	1
Подп. и дата							СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	П	1	1
Инв. № подл.							СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	П	1	1
	Разраб.		Митюков			01.23				
	Проверил					01.23				
	Нач.отд.					01.23				
	Н.контр.					01.23				
ГИП		Митюков			01.23					
НПИ ОНГМ										

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/ДС124-PD-ILO.ISO6.TCH

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

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	10

НПИ ОНГМ

1 Исходные данные

Настоящий документ содержит основные технические решения по автоматизации проектируемых технологических объектов Москудьинского месторождения (модуль 165) ЦДНГ-3.

Основанием для проектирования настоящего раздела послужили следующие документы:

- Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Москудьинского месторождения (модуль 165)», утвержденное Первым заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Р.П. Пивоваром от 09.08.2022г.;
- Технические условия отдела автоматизации и метрологии ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 01.07.2022г.

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» (Письмо Первого исполнительного вице-президента Р.У.Маганова №РМ-103Вл от 19.11.2019г. требования к объему автоматизации для ИМ месторождения);
- 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 №215 относятся:

- добывающие скважины – 3 шт.;
- устьевой блок подачи реагента УБПР – 1 шт.;
- нагнетательная скважина – 1 шт.

3 Объем автоматизации и телемеханизации

Принятый в проекте объем автоматизации и телемеханизации по проектируемым объектам кустовой площадки №215 в условиях нормальной эксплуатации, позволяет работать без постоянного присутствия на нем обслуживающего персонала.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.TCH							2
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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

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, обеспечивающей управление, защиту и контроль параметров насоса.

Для защиты от недопустимого повышения и понижения давления ($\leq 0,3$ 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-3 на каждой скважине предусмотрено:

- дистанционное измерение линейного давления;
- дистанционное измерение затрубного давления;
- дистанционное измерение температуры на устье скважины;
- сигнализация состояния насоса;
- мониторинг параметров СУ ШГН по RS-485:
 - ток электродвигателя насоса;
 - напряжение;
 - сигнализация состояния «Работа»/«Отключен»;
 - общая «Авария».
- дистанционный «Останов» дискретным сигналом из диспетчерского пункта ЦДНГ-3.

Замер дебита жидкости на проектируемых скважинах куста №215 осуществляется с помощью счётчиков жидкости СКЖ с функцией очистки от АСПО с вычислителем БЭСЖЖ устанавливаемых на каждую скважину.

Для постоянного контроля герметичности промышленных трубопроводов, транспортирующих жидкие углеводороды с проектируемой кустовой площадки №215 до т. врезки, предусмотрено:

- дистанционный контроль параметров трубопроводов датчиками давления на выкидных трубопроводах всех скважин и выходного нефтегазосборного трубопровода с проектируемой кустовой площадки №215;
- передачу контролируемых параметров трубопроводов в СТМ ЦДНГ-3 и далее на АРМ диспетчера;
- отключение насосов скважин в автоматическом режиме (из СТМ ЦДНГ-3) или оператором ЦДНГ-3 с АРМа.

На узлах подключения проектируемых нефтегазосборного трубопровода и нагнетательного водовода к существующим трубопроводам в точках врезки предусмотрен местный контроль давления до и после задвижки.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.TCH							3
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

Объем автоматизации УБПР соответствует комплекту и обеспечивает передачу в СТМ ЦДНГ-3 параметров:

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

Для нагнетательной скважины кустовой площадки №215 предусмотрено измерение с передачей данных в СТМ ЦДНГ-3:

- давления на устье скважины;
- расхода воды;
- давления в общем коллекторе.

Дополнительно для шкафа ТМ предусмотрен вывод в СТМ ЦДНГ-3 следующих сигналов:

- несанкционированный доступ в шкаф ТМ;
- неисправность системы обогрева шкафа 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.

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. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.TCH	Лист
							4

- первый уровень – проектируемый программируемый логический контроллер (ПЛК) в составе шкафа телемеханики;
- второй уровень – существующий АРМ диспетчера ЦДНГ-3 и сервер «Телескоп+» ЦДНГ-3;
- третий уровень – АСОДУ.

Данные передаются в существующую систему СТМ ЦДНГ-3 на диспетчерский пульт по УКВ-каналу (см. раздел 2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS7 «Сети связи»).

Проектом обеспечивается интеграция проектируемых объектов в общую систему телемеханики ЦДНГ-3, экспорт данных в АСОДУ осуществляется по существующим каналам КССПД ООО «ИНФОРМ».

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

На верхнем уровне СТМ ЦДНГ-3 доработка программного и информационного обеспечений предусмотрена 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/ДС124-PD-ILO.ISO6.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.

Проектируемый шкаф автоматизации 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 схеме функциональной автоматизации (см. 2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.GCH л.2).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.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 и температуры к процессу должны быть М20х1,5.

Монтаж показывающих манометров, ЭКМ и датчиков давления выполняется на отсекающих 2-х вентильных блоках, через мембранные разделители. Монтаж датчиков температуры выполняется в термокарман.

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, контроллер и оборудование связи 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 1,0мм² 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:

- 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/ДС124-PD-ILO.ISO6.TCH					6
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

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

Для обеспечения 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.

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 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 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», утверждённым Первым Заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным от 29.09.21, нет.

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.TCH					7
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

Пределы допустимой относительной погрешности СИ, применяемых в проекте и не входящих в СГРОЕИ, согласно требованиям к точности средств измерений, применяемых в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», утвержденным 11.12.2019:

- масса нефтегазоводяной смеси (скважинной жидкости) $\pm 2,5\%$;
- давление среды добывающей скважины (затрубное, линейное) $\pm 0,5\%$;
- температура среды добывающей скважины $\pm 1,0$ °С;
- давление среды нагнетательных скважин $\pm 0,5\%$;
- расход среды в системе ППД $\pm 1,5\%$;
- 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;
- 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 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	2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.TCH	8

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» (Письмо Первого исполнительного вице-президента Р.У.Маганова №РМ-103Вл от 19.11.2019г. требования к объему автоматизации для ИМ месторождения).
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)».

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.TCH							9
			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.	2021/354/ДС124-PD-ILO.ISO6.TCH		Лист
											10

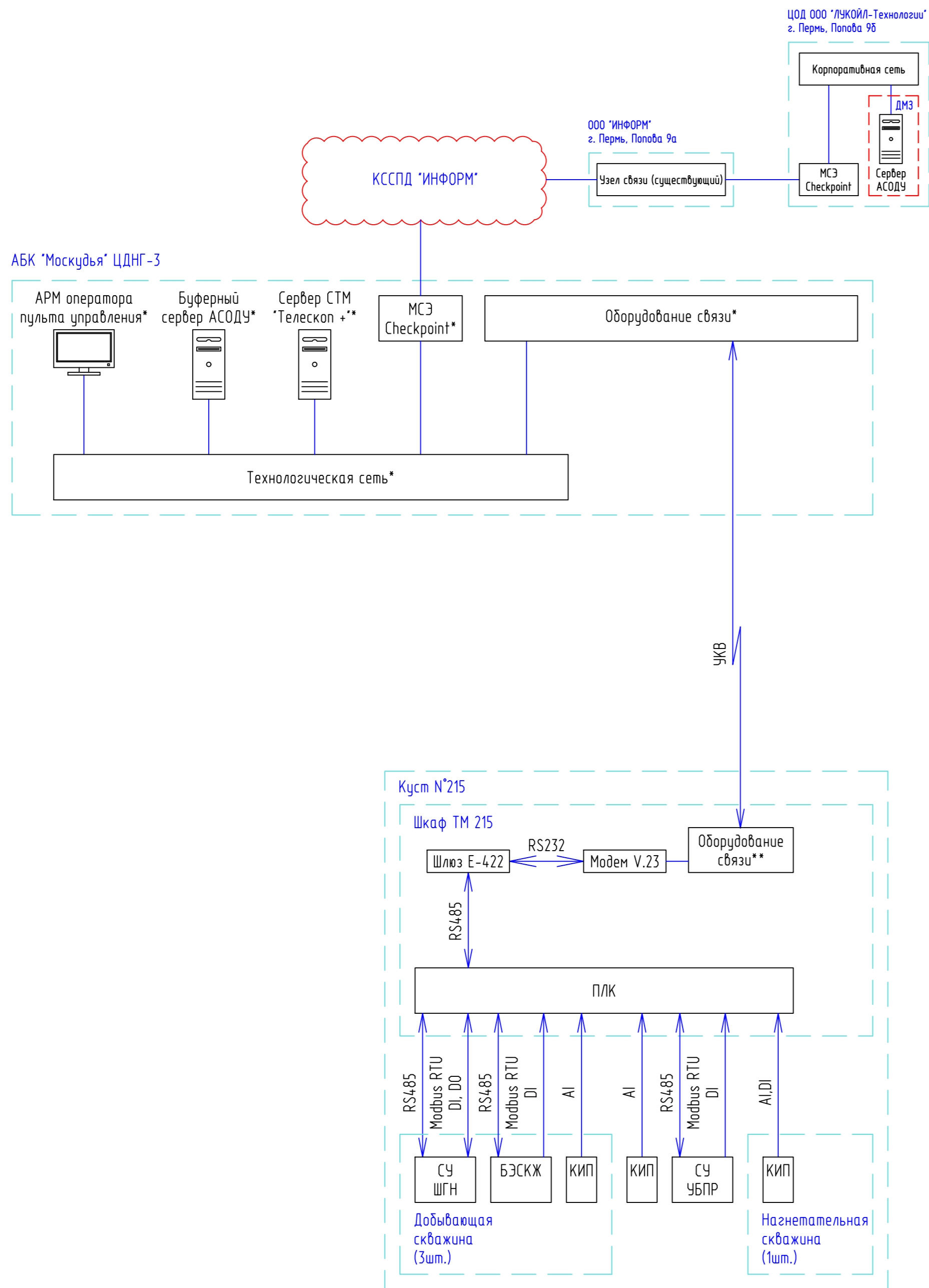
Уровень автоматизации

Третий уровень

Второй уровень

Первый уровень

Нижний уровень



1. "*" - существующее оборудование и каналы связи.
2. "**" - оборудование учитывается в разделе "СС".

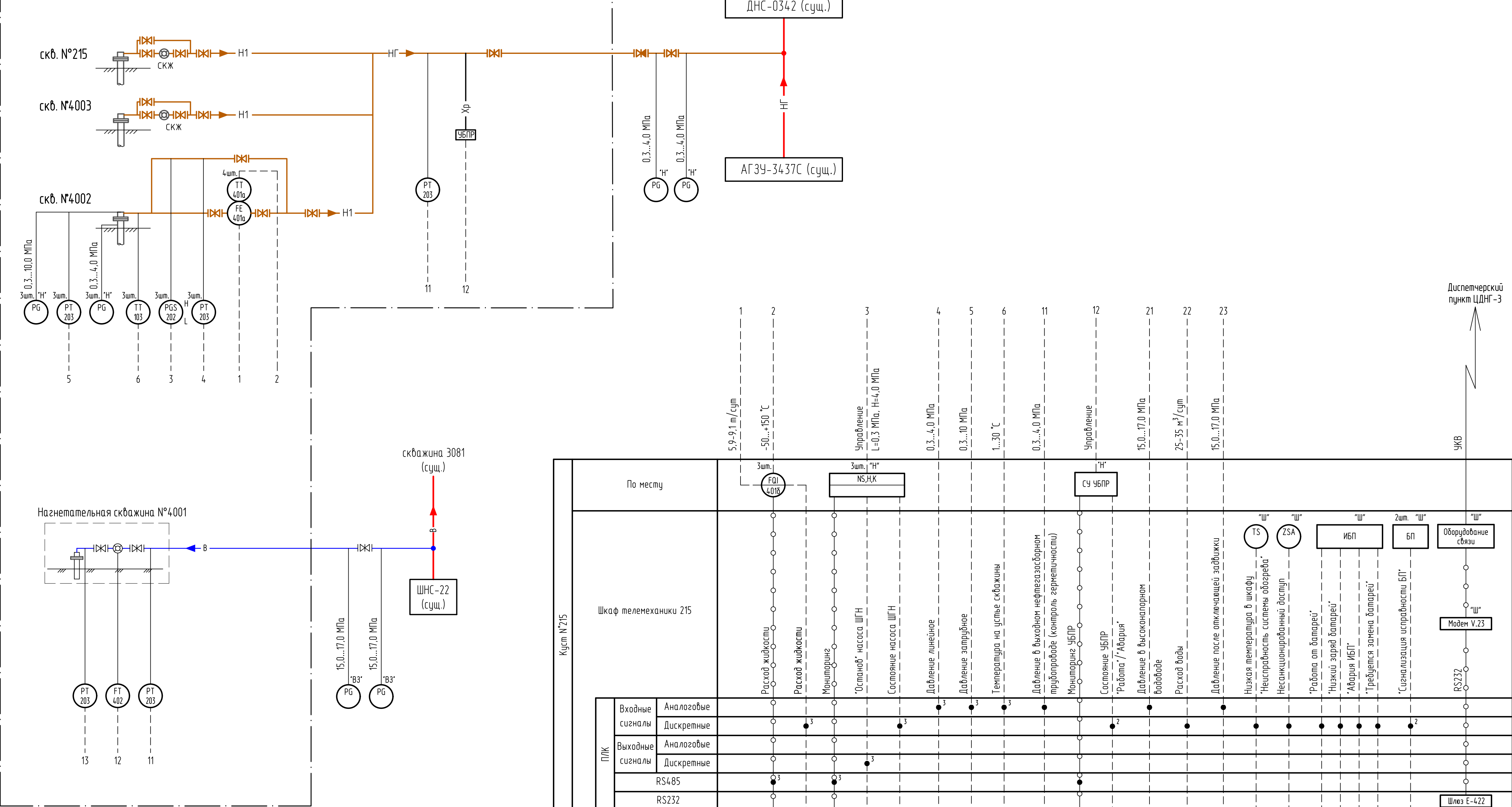
						2021/354/ДС124-PD-ILO.IOS5.GCH		
						"Строительство и обустройство скважин Москудьянского месторождения (модуль 165)"		
Изм.	Кол. уч.	Лист	Идент.	Подпись	Дата			
Разраб.		Санников			02.24			
Проверил		Епейкина			02.24	Стадия	Лист	Листов
						П	1	
Нач. отд.		Старцев			02.24	Схема структурная автоматизации		НПИ ОНГМ

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
103	Датчик температуры	3	
202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	3	
203	Датчик избыточного давления	9	
401	Счетчик количества жидкости (СКЖ) взрывозащищенный	3	

Условные обозначения

Условное обозначение	Наименование
	Нефтегазосборный трубопровод существующий
	Нефтегазосборный трубопровод проектируемый
	Выкидной нефтепровод проектируемый
	Трубопровод химреагента проектируемый
	Водовод существующий
	Водовод нагнетательный
	Задвижка
	Клапан обратный
	Счетчик жидкости

Кусок №215



		1	2	3	4	5	6	11	12	21	22	23														
По месту		3шт. "Н" FQI 4016	3шт. "Н" NS, НК	Управление L=0,3 МПа, H=4,0 МПа	0,3...4,0 МПа	0,3...10 МПа	1...30 °С	0,3...4,0 МПа	Управление	15,0...17,0 МПа	25-35 м³/сут	15,0...17,0 МПа														
Шкаф телемеханики 215		Расход жидкости	Расход жидкости	Мониторинг	"Остановка" насоса ШН	Состояние насоса ШН	Давление линейное	Давление трубное	Температура на устье скважины	Давление в выходном нефтегазосборном трубопроводе (контроль герметичности)	Мониторинг УБПР	Состояние УБПР	"Работа" / "Авария"	Давление в высоконапорном водоводе	Расход воды	Давление после отключающей задвижки	Низкая температура в шкафу	"Неисправность системы обогрева"	Несанкционированный доступ	"Работа от батарей"	"Низкий заряд батарей"	"Авария ИБП"	"Требуется замена батарей"	Синхронизация исправности БП	Оборудование связи	
ПЛК	Входные сигналы	Аналоговые	Дискретные																							
	Выходные сигналы	Аналоговые	Дискретные																							
	RS485																									
	RS232																									
ЦДНГ-3 АРМ диспетчера СТМ Телескоп+	Индикация																									
	Регистрация																									
	Сигнализация																									
	Управление																									

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

2021/354/ДС124-PD-IL0.IOS5.GCH					
"Строительство и обустройство скважин Московьинского месторождения (модуль 165)"					
Изм.	Кол. чч	Лист	Нок.	Подпись	Дата
Разработ.		Санникова			02.24
Проверил		Епейкина			02.24
Нач. отд.		Старцев			02.24
Схема функциональная автоматизации					НПИ ОНГМ