

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 Ножовского месторождения
(модуль № 138)» Куст № 330.»**

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/ДС38-PD-ILO.IOS3.6

Том 4.3.6

Договор №

2021/354/ДС38

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 Ножовского месторождения
(модуль № 138)» Куст № 330.»

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/ДС38-PD-ILO.IOS3.6

Том 4.3.6

Договор №

2021/354/ДС38

Главный инженер

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

А.А. Чемус

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2022

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

Содержание

1	Исходные данные.....	2
2	Объекты автоматизации и телемеханизации	2
3	Объём автоматизации и телемеханизации	2
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	7
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/ДС38-PD-ILO.IOS3.6.TCH

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

ТЕКСТОВАЯ ЧАСТЬ

Стадия	Лист	Листов
П	1	12

**НПЦ «Нефтегазовый
инжиниринг»**

1 Исходные данные

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

Основанием для проектирования настоящего раздела послужили следующие документы:

- Задание на проектирование «Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (модуль № 138)» Куст № 330.», утвержденное Первым заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И.Мазеиным от 05.10.2021г.;
- Технические условия отдела автоматизации и метрологии ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 04.08.2021г.

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 №330 относятся:

- добывающие скважины – 4 шт.;
- автоматизированная групповая замерная установка АГЗУ – 1 шт.;
- электрифицированная задвижка на выходе АГЗУ – 1 шт.;
- дренажная емкость $V=8\text{м}^3$ – 1 шт.;
- УБПР – 1 шт.

3 Объем автоматизации и телемеханизации

Проектируемое месторождение относится к объекту на которое распространяются требования для Интегрированной модели месторождения.

Принятый в проекте объем автоматизации и телемеханизации по проектируемым объектам кустовой площадки №330 в условиях нормальной

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	
2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.6.TCH							

Для контроля и управления технологическим процессом оператором ЦДНГ-7 для проектируемой скважины №330 предусмотрено:

- измерение линейного давления;
- измерение буферного давления;
- измерение затрубного давления;
- состояние насоса (дискретный сигнал);
- состояние МДС-10 (дискретный сигнал);
- мониторинг параметров СУ 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;
- дистанционное управление насосом «Пуск»/«Останов» с АРМа оператора ЦДНГ-7;
- автоматическое отключение насоса при пожаре в АГЗУ.

Замер дебита жидкости по проектируемым добывающим скважинам осуществляется с помощью, автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ). АГЗУ поставляется в блочно-модульном исполнении, полной заводской готовности, оснащенной локальной системой управления на базе программируемого логического контроллера, которая позволяет замерять дебит скважин, подключенных к замерной установке, управлять гидроприводом, а также передавать в АСУ ТП ЦДНГ-7 следующую информацию:

- дебит скважин по нефти;
- дебит скважин по воде;
- объёмный расход скважин по жидкости;
- объёмный расход скважин по газу;
- объёмный расход скважин по газу при нормальных условиях;
- плотность жидкости;
- обводнённость нефти;
- давление в общем коллекторе;
- температура в общем коллекторе;
- положение ПСМ;
- телеуправление гидроприводом ПСМ;
- время замера;
- режим работы «Ручной»/«Автоматический»;
- несанкционированный доступ в технологический и аппаратурный блоки;
- температура в блоке технологическом;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.6.TCH						4	
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- температура в блоке аппаратурном;
- сигнализация загазованности в технологическом блоке;
- сигнализацию пожара в технологическом и аппаратурном блоках.

При превышении допустимых значений загазованности локальная система управления АГЗУ автоматически включает вытяжной вентилятор.

При возникновении пожара в АГЗУ происходит автоматическое отключение вентсистем в технологическом блоке.

Дополнительно на выходном нефтегазосборном коллекторе после АГЗУ установлена электрифицированная задвижка, для которой предусмотрено:

- передача данных в АСУ ТП ЦДНГ-7:
 - переключатель выбора режимов работы задвижки в положении «Ручной»/«Дистанционный»;
 - Авария задвижки;
 - Задвижка открыта;
 - Задвижка закрыта.
- открытие задвижки (вручную);
- закрытие задвижки:
 - вручную;
 - автоматическое при пожаре в АГЗУ;
 - автоматическое при недопустимого повышении и понижении давления ($\leq 0,3\text{МПа}$ и $\geq 4,0\text{МПа}$) в выходном нефтегазосборном коллекторе после АГЗУ;
 - по сигналам с АМРа оператора ЦДНГ-7.

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

Для постоянного контроля герметичности промышленного трубопровода, транспортирующего жидкие углеводороды от проектируемой кустовой площадки №330 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;
- 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;

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.6.TCH							5
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- 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 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.

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;
- 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 проектом предлагается использовать контроллер в составе шкафа телемеханики (шкаф телемеханики располагается в блоке аппаратурном АГЗУ и входит в комплект поставки АГЗУ). Данные передаются в существующую систему АСУ ТП ЦДНГ-7 на АРМ оператора и в АСОДУ с куста №330 по NB-IoT (GSM-канал).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.6.TCH					6
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док		

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 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 23.09.19) нет.

Остальные измерения в СГРОЕИ не входят.

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, линейное, буферное) $\pm 0,5\%$;
- температура среды добывающей скважины $\pm 1,0$ °С;
- 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;

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.6.TCH							9
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

- 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.

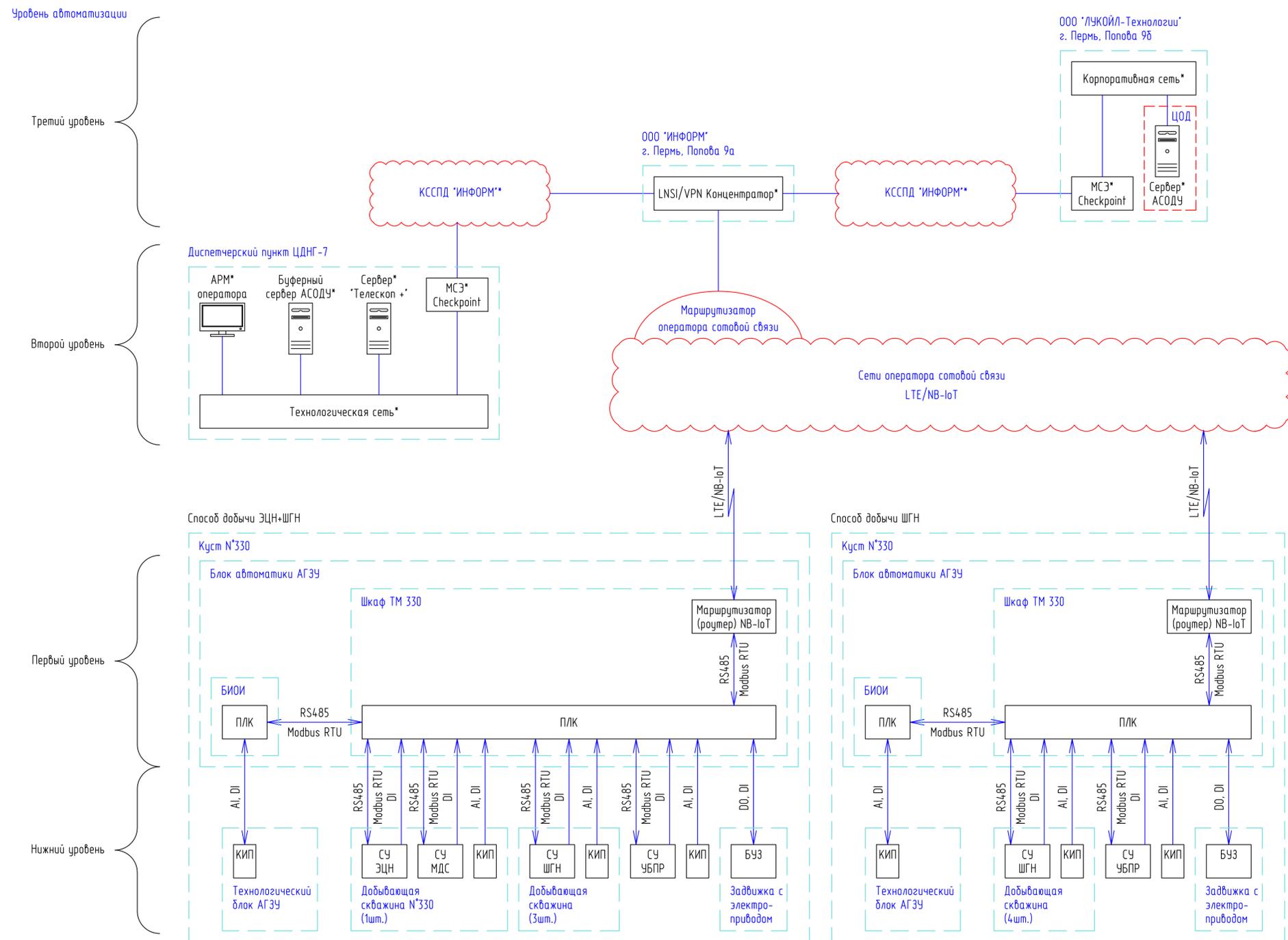
Единицы измерения применяемых СИ соответствуют требованиям ГОСТ 8.417-02. Единицы измерения давления – МПа (кПа).

Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.6.TCH	

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)».

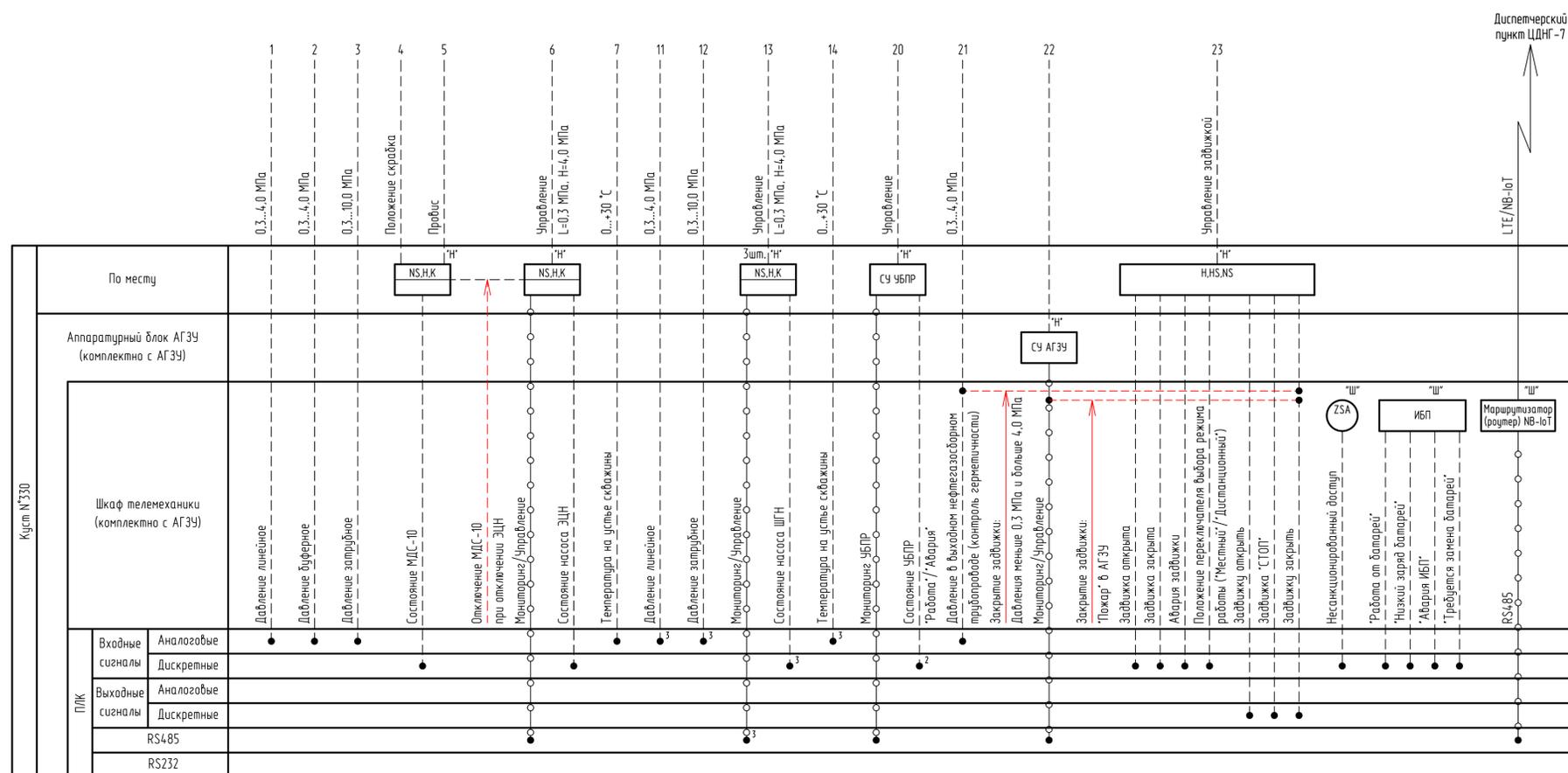
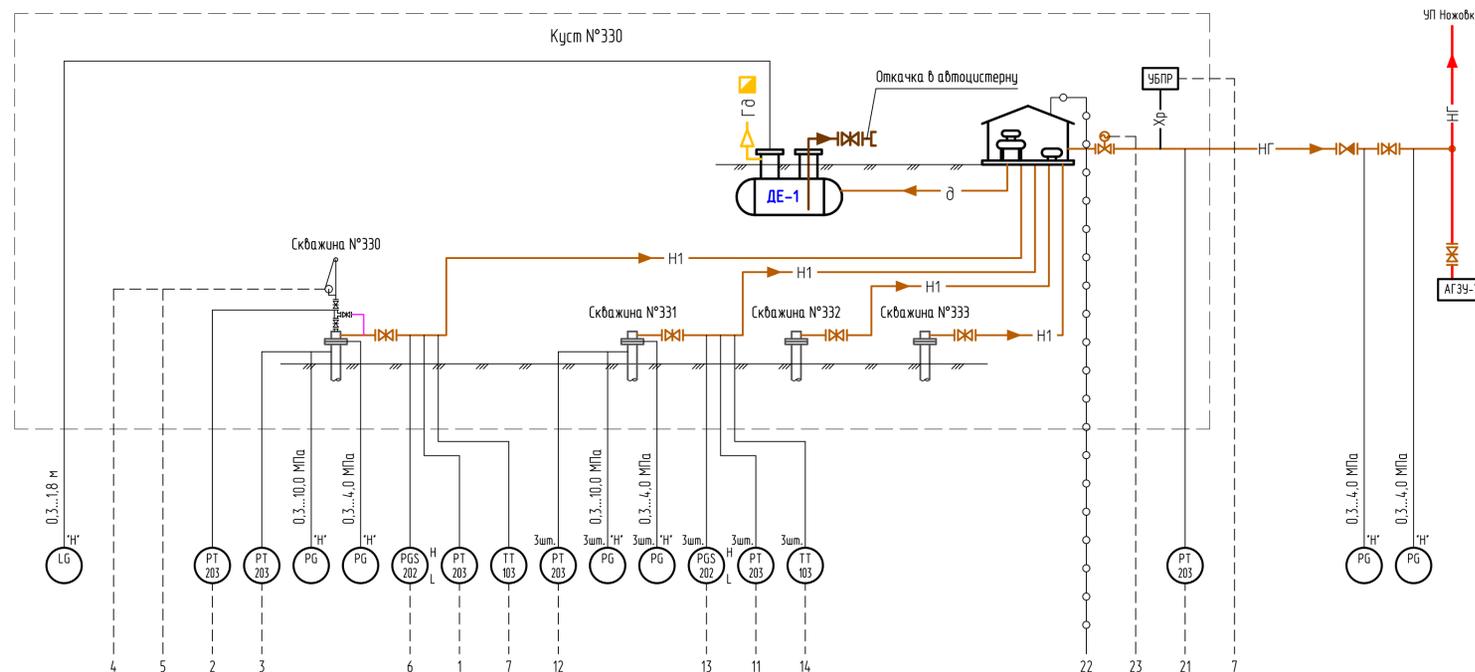
Инв. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2021/354/ДС38-PD-ILO.IOS3.6.TCH			11



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

						2021/354/ДС38-PD-IL0.IOS3.6.GCH		
						"Строительство и обустройство скважин Ножовского месторождения (модуль N° 138)" Куст N°330.		
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Бадарькин			10.22	П	1	
Проверил		Епейкин			10.22			
Н. контр.		Епейкин			10.22	Схема структурная автоматизации		НПЦ "Нефтегазовый инжиниринг"

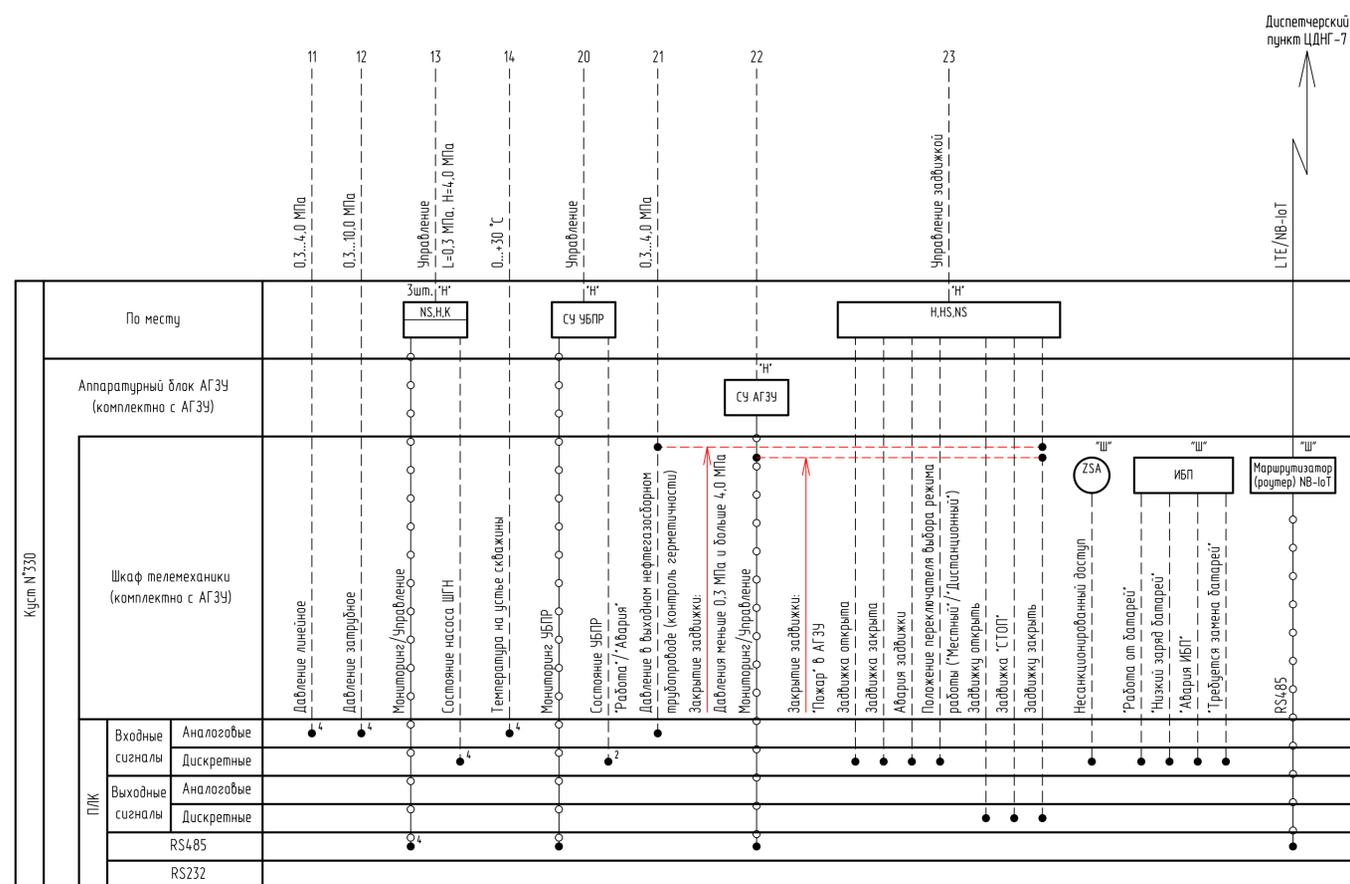
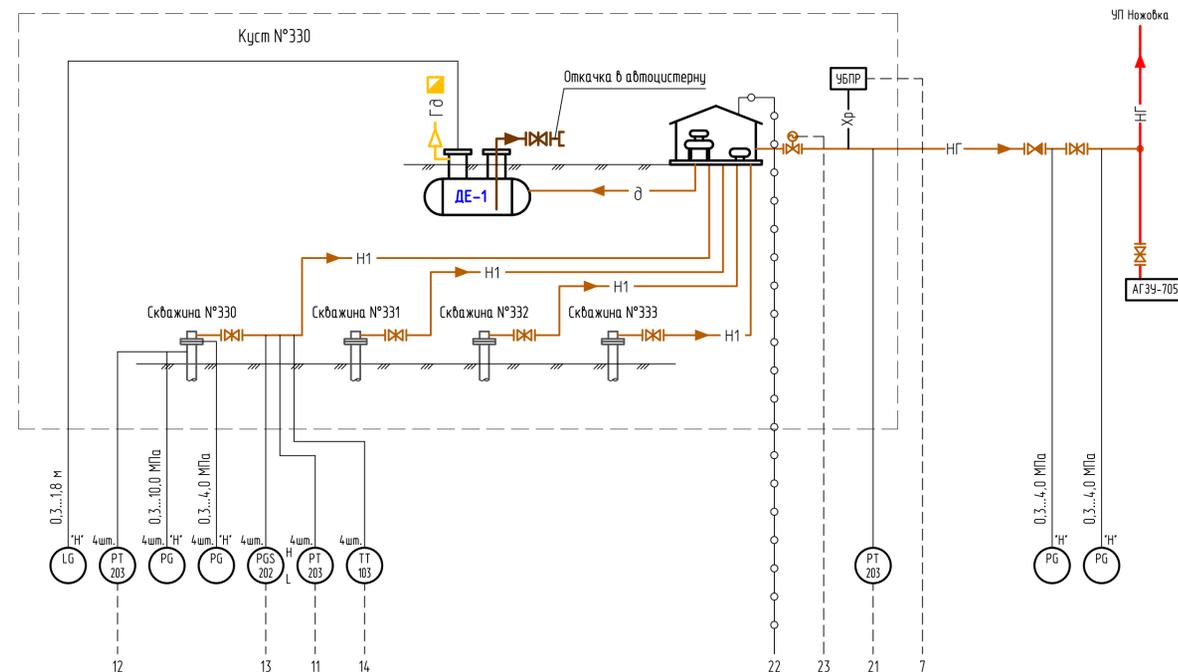
Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
103	Датчик температуры	4	
202	Манометр электроконтактный взрывозащищенный	4	
203	Датчик избыточного давления	10	



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. Шкаф телемеханики входит в комплект поставки АГЗУ.

Изм.					2021/354/ДСЭ8-PD-IL0.IOS3.6.GCH			
Изм.	Кол.	Лист	Дата	Подпись	"Строительство и обустройство скважин Нахобского месторождения (модуль № 138) Куст №330.			
Разраб.	Бадаркин	10.22			Способ добычи ЭЦН-ШН	Стадия	Лист	Листов
Проверил	Епейкин	10.22				П	2	
Н. контр.	Епейкин	10.22			Схема функциональная автоматизации	НПЦ "Нефтегазобой инжиниринг"		

Поз. обознач.	Наименование	Кол.	Примечание
103	Датчик температуры	4	
202	Манометр электроконтактный взрывозащитный	4	
203	Датчик избыточного давления	9	



Диспетчерский пункт ЦДНГ-7
LTE/NB-10T

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.5.13 ГОСТ 21.408-2013).
3. "Н" – оборудование входит в комплект поставки технологического оборудования.
4. "Ш" – оборудование входит в комплект поставки шкафа телемеханики.
5. Шкаф телемеханики входит в комплект поставки АГЗУ.

2021/354/ДСЗ8-PD-IL0.IOS3.6.GCH					
"Строительство и обустройство скважин Нахобского месторождения (модуль № 138) Куст №330.					
Изм.	Кол.	Лист	Надк.	Подпись	Дата
Разраб.	Бадаркин				10.22
Проверил	Епейкин				10.22
Способ добычи ШГН			Стадия	Лист	Листов
			П	3	
Схема функциональная автоматизации					НПЦ "Нефтегазовый инжиниринг"
Н. контр.	Епейкин				10.22