

Обозначение	Наименование	Примечание
470-ЮР-2023-ТХ.2-С	Содержание тома	2
	<b>Текстовая часть</b>	
470-ЮР-2023-ТХ.2		3-16
	<b>Графическая часть</b>	
470-ЮР-2023-ТХ.2.ГЧ, лист 1	Схема структурная КТС АСУ ТП	17
470-ЮР-2023-ТХ.2.ГЧ, лист 2	Схема функциональная автоматизации	18
470-ЮР-2023-ТХ.2.ГЧ, лист 3	План кабельных сетей. Сечения 1-1...4-4	19
470-ЮР-2023-ТХ.2.ГЧ, лист 4	План расположения оборудования в пункте контроля и управления (поз. 7)	20

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

470-ЮР-2023-ТХ.2-С

Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Николаев		<i>Николаев</i>	09.23
Пров.		Мухаметов		<i>Мухаметов</i>	09.23
Н. контр.		Зведенюк		<i>Зведенюк</i>	09.23

Раздел 6 «Технологические решения  
Часть 2 «АСУ ТП».  
Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
Р		1

ООО НПО  
«Технологии нефти и газа»



## Содержание

1	Техническое обеспечение АСУ ТП	3
1.1	Основные технические решения	3
1.2	Объекты АСУ ТП	5
1.3	Структура АСУ ТП	6
1.4	Функции АСУ ТП по контролю и управлению объектами автоматизации	6
1.5	Комплекс датчиков, преобразователей, исполнительных механизмов	7
1.6	Размещение и монтаж комплекса технических средств АСУ ТП	9
1.7	Охрана труда, техника безопасности	11
2	Охрана окружающей среды	13
3	Законодательные и нормативные документы	14
	Лист регистрации изменений	16



## 1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУ ТП

### 1.1 Основные технические решения

Проектная документация по заказу «Обустройство объектов добычи Юрхаровского НГКМ. Куст газовых скважин № 2. III очередь» разработана на основании:

– Задания на проектирование по объекту «Обустройство объектов добычи Юрхаровского НГКМ. Куст скважин № 2. III очередь» утвержденное Первым заместителем генерального директора – Главным инженером ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» А.Н. Голушко;

– Технических условий на проектирование раздела автоматизация и метрология по объекту «Обустройство объектов добычи Юрхаровского НГКМ. Куст скважин № 2. III очередь» утвержденные первым заместителем генерального директора – главным инженером ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» А.Н. Голушко;

– заданий от разработчиков смежных разделов проекта.

Проектной документацией предусматривается оснащение вновь проектируемых технологических объектов и сооружений средствами автоматического контроля и управления с организацией их подключения к существующей автоматизированной системе управления технологическим процессом (далее - АСУ ТП).

АСУ ТП предназначена для реализации функций автоматизированного управления технологическим процессом, а также для эффективной защиты и своевременной остановки технологического процесса при угрозе аварии и ее локализации по заданным алгоритмам.

Проект по автоматизации разработан на основании технологической схемы и генерального плана куста скважин № 2.

Основные цели и задачи АСУ ТП:

– обеспечение надёжной и безопасной работы оборудования без постоянного присутствия обслуживающего персонала;

– оптимальное управление технологическими процессами;

– контроль, учёт и сигнализация изменений в работе оборудования;

– дистанционное управление и защита технологического оборудования;

– стабилизация эксплуатационных показателей технологического оборудования и режимных параметров технологического процесса;

– уменьшение материальных и энергетических затрат;

– улучшение качественных показателей конечной продукции;

– предотвращение аварийных ситуаций.



Технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных проектной документации мероприятий.

Подключение вновь устанавливаемых средств автоматизации предусматривается к существующей станции управления, располагающейся в существующем пункте контроля и управления ПКУ (поз. 7 по ГП). Интеграция существующей станции управления в существующую информационно-управляющую систему ИУС Юрхаровского НГКМ предусмотрена посредством существующего канала радиосвязи.

Система АСУ ТП состоит из трех уровней управления:

- полевой;
- нижний;
- верхний.

В данном проекте предусмотрено проектирование КТС полевого уровня АСУ ТП для выкидных линий скважин №285, №679. Оборудование нижнего и верхнего уровня является существующим. В рамках модернизации существующей станции управления необходимость добавления дополнительных модулей ввода-вывода, интерфейсных модулей определяет системный интегратор исходя из имеющегося резерва по каналам ввода-вывода и вновь подключаемых сигналов. В рамках проекта, на стадии «Рабочая документация» предусматривается разработка технического задания на модернизацию существующего нижнего (станции управления) уровня АСУ ТП. Дополнительного оборудования в рамках данного проекта на верхнем уровне не предусматривается.

В рамках проекта предусматривается добавления следующего кол-ва сигналов:

- AI (4-20 мА+HART) – 14 шт. (с учетом резерва – 17 шт.);
- RS485 (modbus RTU) – 2 шт. (с учетом резерва – 2 шт.).

В рамках модернизации так же будет предусмотрен резерв по каналам в размере 20%.

Проектируемый комплекс технических средств (КТС) АСУ ТП состоит из комплекса датчиков, преобразователей, исполнительных механизмов. Датчики, преобразователи и исполнительные механизмы, применяемые в проекте, используются только электрические.

Для обеспечения надёжности электропитания комплекса технических средств АСУ ТП (датчиков, вторичных приборов, блоков питания и т.д.) в существующей станции управления предусмотрен источник бесперебойного питания, с мощностью, позволяющей



поддерживать работоспособность системы автоматизации в течении 3 часов. Оборудование системы АСУ ТП отнесено к первой категории электроснабжения.

У наружных установок категории «АН» со взрывоопасной зоной В-1г, на площадке куста газовых скважин отсутствуют зоны скопления газа, так как выделяемый газ имеет относительную плотность по воздуху 0,635 (газ легкий).

Учитывая отступление от требований СП 231.1311500.2015, для обоснования обоснование пожарной безопасности проектируемого объекта (во исполнение требований ст. 6 ФЗ от 22.07.2008 № 123-ФЗ) в составе проектной документации выполнен расчет по оценке пожарного риска (том 12.4 "Анализ риска")

Согласно выполненным расчетам, расчетный показатель пожарного риска, меньше величины нормативных допустимых значений, установленных ФЗ от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», что позволяет считать его приемлемым.

С учетом вышесказанного необходимость размещения стационарных датчиков загазованности отсутствует, стационарные датчики не предусматриваются. Контроль загазованности, для защиты персонала в местах проведения плановых или ремонтных работ, осуществляется переносными датчиками контроля загазованности.

Диспетчерский пункт является существующим и расположен на площадке УКПГ.

## 1.2 Объекты АСУ ТП

В число технологических объектов, охватываемых проектируемой АСУ ТП куста скважин № 2 входят **выкидные линии скважин №285, № 679.**

Строительство предусматривает следующую этапность:

Этап 1. «Производственная площадка куста скважин № 2. III очередь»;

Этап 2. «Прокладка сетей до скважины №679»:

– Сети технологические;

Этап 3. «Обустройство скважины №679»:

– Сети технологические;

– Сети электроснабжения;

– Сети автоматизации;

Этап 4. «Прокладка сетей от скважины №679 до скважины 285»:

– Сети технологические;

Этап 5. «Обустройство скважины №285»:

– Сети технологические;



- Сети электроснабжения;
- Сети автоматизации;
- Прожекторная мачта.

### 1.3 Структура АСУ ТП

Структурно проектируемая система АСУ ТП разделена на три уровня:

- полевой уровень – уровень технологического объекта. Системы управления нижнего уровня включают в себя датчики, преобразователи, исполнительные механизмы;
- нижний уровень – уровень автоматического управления (уровень контроллера) является существующим;
- верхний уровень – существующий уровень оперативно-производственной службы (ОПС).

Обмен данными между операторской станцией (из состава АСУТП УКПП и УДК) и контроллером нижнего уровня осуществляется посредством программного обеспечения, установленного на интеграционной станции ИнС (из состава АСУТП УКПП и УДК). Связь реализована по радиоканалу.

Информационная взаимосвязь операторской и интеграционной станций системы (из состава АСУТП УКПП и УДК) обеспечивается средствами локальной сети передачи данных стандарта Ethernet. Обмен данными производится по протоколу ТСР/ІР.

### 1.4 Функции АСУ ТП по контролю и управлению объектами автоматизации

Системой автоматики для объектов автоматизации проектируемой АСУ ТП предусматриваются следующие функции по контролю и управлению технологическими объектами (выкидные линии скважин №285, №679):

- местное измерение давления (буферного, затрубного, межколлоного) на фонтанной арматуре;
- местное и дистанционное измерение температуры газа в каждой выкидной линии скважины до устройства, регулирующего;
- местное и дистанционное измерение давления газа в каждой выкидной линии скважины до и после устройства, регулирующего;
- дистанционное измерение расхода газа по каждой скважине;
- местное и дистанционное измерение давления газа в выкидной линии скважины после электроприводной задвижки;
- местное и дистанционное управление задвижкой на выкидной линии скважины;



- автоматическое закрытие электроприводной задвижки на выкидной линии скважин в случае повышения ( $P_{\max}$ -13,0 МПа) в шлейфе после задвижки;
- сигнализация состояния задвижки;
- местное измерение давления в линии подачи метанола до и после фильтра;
- дистанционное измерение давления в линии подачи метанола после расходомера;
- дистанционное измерение расхода в каждой линии подачи метанола.

Контроль загазованности у наружных установок категории «АН» со взрывоопасной зоной В-1г предусмотрен переносными газоанализаторами, имеющимися в наличии у эксплуатирующей организации.

### **1.5 Комплекс датчиков, преобразователей, исполнительных механизмов**

Полевые приборы и средства автоматизации (чувствительные элементы, датчики, преобразователи, исполнительные устройства) выбраны исходя из условий централизованного контроля и управления технологическими процессами, с учетом измеряемых параметров, температуры окружающей среды в месте установки и коррозионной стойкости. Все преобразователи должны быть электронными, степенью защиты оболочки не ниже IP65 (на открытых площадках) IP44 (в помещениях), с выходным унифицированным сигналом 4-20 мА/HART.

Оборудование автоматизации, по своему исполнению, соответствует категории помещений и наружных установок по пожарной безопасности, классу взрывоопасности зоны. Оборудование, размещаемое во взрывоопасных зонах, имеет вид взрывозащиты "взрывонепроницаемая оболочка" и уровень взрывозащиты не ниже, чем "взрывобезопасное электрооборудование".

Все средства КИПиА должны иметь:

- документация на методики поверки, паспорта и эксплуатационную документацию на русском языке;
- свидетельство о поверке (сертификат о проведении калибровки) со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент проведения ПНР;
- действующие свидетельства (сертификаты) об утверждении типа, описание типа к ним, должны быть внесены в Федеральный информационный фонд СИ РФ и допущены к применению в Российской Федерации в установленном порядке;
- сертификаты соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза к оборудованию для работы во взрывоопасных средах;



– действующие Сертификаты промышленной безопасности (сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности), подтверждающий соответствие оборудования, предназначенного для применения на опасных производственных объектах (ОПО), действующим в Российской Федерации требованиям промышленной безопасности (ПБ, РД, ГОСТы).

Все приведенные выше документы должны предоставляться на русском языке.

Предел допускаемой погрешности средств измерений и единицы измерения приведены в таблицах 1 и 2 соответственно.

Таблица 1 - Предел допускаемой погрешности средств измерений

Прибор	Максимальная погрешность
Преобразователь давления	$\pm 1,5\%$
Преобразователь температуры	$\pm 1,5^{\circ}\text{C}$
Преобразователь расхода газа	$\pm 1\%$
Преобразователь расхода жидкости	$\pm 2\%$

Таблица 2 - Единицы измерения

Прибор	Максимальная погрешность
Давление	МПа
Температура	$^{\circ}\text{C}$
Расход газа (жидкости)	нм <sup>3</sup> /ч (кг/ч)

Присоединение приборов к отборным устройствам давления и температуры на трубопроводах и технологическом оборудовании по умолчанию принято резьбовое М20х1,5.

Конкретные требования будут определены в соответствующих опросных листах на средства измерения, применяемые на объекте с учетом требований Федерального закона от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и иных действующих законодательных и нормативных документов в области метрологии и контроля качества.

С целью поддержания необходимой точности функционирования АСУ ТП эксплуатационная документация на датчики, измерительные преобразователи, вторичные приборы и другие средства измерения, должна предусматривать проведение регулярных метрологических проверок и/или калибровок, выполняемых в соответствии с требованиями, установленными Росстандартом России.





Для измерения температуры применяются датчики температуры на базе термопреобразователя сопротивления Pt100 в качестве чувствительного элемента в комплекте с измерительным интеллектуальным преобразователем (расположенным в головной части).

Термоэлемент должен быть защищен по всей длине защитным материалом (нержавеющая сталь) и установлен в защитную гильзу.

Приняты датчики температуры без дисплея.

Для местного контроля температуры применены биметаллические показывающие термометры.

Интеллектуальные преобразователи давления соответствуют требованиям ГОСТ 22520-85.

Датчики давления комплектуются двух вентильными блоками. Датчики давления устанавливаются непосредственно на трубопроводе (технологическом оборудовании).

Для местного контроля давления применены показывающие манометры.

Для измерения расхода газа используются накладные ультразвуковые расходомеры.

Для измерения расхода жидкости используются массовые расходомеры или ротаметры (принцип измерения определяет поставщик БРМ).

Выбираемые приборы обеспечиваются несложной заменой и техобслуживанием при непрерывной эксплуатации.

## **1.6 Размещение и монтаж комплекса технических средств АСУ ТП**

Первичные преобразователи, датчики технологических параметров и исполнительные механизмы, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются с помощью закладных деталей, которые устанавливаются и учитываются технологической частью проекта.

Полевые средства КИПиА устанавливаются в легкодоступных местах, имеют свободный подход к ним и специальные обслуживающие площадки при высоте их установки более 1,5 м от пола.

Проектом предусмотрена установка датчиков в шкафах (DiaBox) с электрообогревом для защиты от атмосферного воздействия. В случае необходимости в чехлах (шкафах) предусмотрено смотровое окно.

Системы обогрева рассчитаны на обеспечение стабильной и точной работы приборов и средств автоматизации и гарантируют безопасную эксплуатацию и техобслуживание установок.



Системы обогрева на наружной установке должны работать, когда температура окружающей среды будет ниже 5 °С, и рассчитаны таким образом, чтобы поддерживать безопасную температуру, когда температура окружающей среды будет минимальной.

Установка средств КИПиА производится таким образом, чтобы исключить разгерметизацию оборудования и трубопроводов при демонтаже этих средств.

Для **обеспечения безопасности и надёжности** работы оборудования предусмотрены следующие мероприятия.

Все датчики, преобразователи и исполнительные механизмы имеют исполнения, соответствующие требованиям по степени защиты от воздействия окружающей среды:

- по степени взрывопожаробезопасности;
- по климатическому исполнению;
- требованиям по устойчивости к воздействию пыли и влаги в соответствии с ГОСТ 14254;
- по устойчивости к воздействию агрессивных сред.

Кабельные трассы между датчиками и клеммными коробками выполнены медным, клеммными коробками и станцией управления в ПКУ выполнены медным, небронированным кабелем по существующим кабельным эстакадам.

Кабельные трассы внутри блока ПКУ прокладываются по существующим строительным конструкциям.

При совместной прокладке с технологическими трубопроводами расстояние в свету не менее 0,5 м согласно ПУЭ. Для уменьшения влияния помех, наводок в цепях аналоговых и интерфейсных сигналов используются экранированные кабели с медными жилами. В целях дополнительной защиты кабелей от механических повреждений, в местах их возможного возникновения, в соответствии с ПУЭ, п. 2.3.15 кабели прокладываются в водогазопроводных трубах.

Контрольные кабели в зоне класса В1г прокладываются в стальных коробах и далее, по наружной кабельной эстакаде до блока ПКУ – в оцинкованных лотках с крышками в соответствии с ПУЭ п. 2.3.39, 2.3.123, 2.3.124, 7.3.121 (табл. 7.3.14). Одиночные небронированные кабели внутри помещений и снаружи в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, грузов и механизмов, доступность для неквалифицированного персонала), защищены до безопасной высоты (не менее 2 м от уровня земли) посредством укладки в металлическом коробе.

**По противопожарным мероприятиям** при выполнении кабельных трасс проектом в соответствии с ПУЭ, РД 153-34.0-20.262-2002 и СП 6.13130.2021 предусмотрено:



- контрольные кабели для приборов внутри и вне помещений взяты с изоляцией и оболочкой из трудносгораемого материала - поливинилхлоридного пластиката;
- для групповой прокладки применяются кабели, не распространяющие горение (исполнение – нг(А));
- контрольные кабели для приборов внутри помещений взяты с изоляцией и оболочкой из трудносгораемого материала, не распространяющими горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением (исполнение -нг(А)-LS);
- контрольные кабели проложены на кабельных эстакадах на отдельных полках и удалены от кабелей электроснабжения;
- в металлических коробах с контрольными кабелями предусмотрена установка несгораемых разделительных перегородок с огнестойкостью не менее 0,75 ч: при проходе через перекрытие;
- в соответствии с требованиями п. 13.8 СП 423.1325800.2018 экраны кабелей со стороны «полевого» оборудования (КИП, блоки управления арматурой и т.д.) заизолированы, а со стороны станции управления экраны подключены к шине заземления;
- в соответствии с требованиями п. 10.2.6 СП 423.1325800.2018 в рамках проекта предусматривается применение кабелей сечением – не менее 0,75 мм<sup>2</sup>;
- при проходах кабелей через стены зданий и сооружений с нормируемым пределом огнестойкости выполнены унифицированные кабельные вводы с уплотнениями.

## 1.7 Охрана труда, техника безопасности

АСУ ТП обеспечивает автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования при возникновении на объекте аварийных ситуаций и выполнена в соответствии с требованиями действующих норм и правил по охране труда и технике безопасности.

АСУ ТП обеспечивает соблюдение следующих требований:

- предусмотрена автоматическая защита и блокировка технологического оборудования при возникновении на объекте аварийных ситуаций;
- при любом виде (режиме) управления (автоматическом, дистанционном или местном) действуют автоматические защиты и блокировки технологического оборудования, обеспечивающие безаварийную остановку технологического процесса;
- при повреждении системы автоматического управления, отсутствии электропитания в цепях автоматики на управляемом технологическом оборудовании не возникает аварийного состояния;



– для оперативного поиска неисправностей производится автотестирование системы автоматического управления.

Приборы и средства автоматизации, устанавливаемые в помещениях и на наружных площадках, имеющих взрывоопасные зоны, отвечают требованиям ПУЭ и выбраны в соответствии с классом взрывоопасности, категорией и группой взрывоопасных смесей.

Защитное заземление средств автоматизации выполнено в соответствии с ПУЭ для наружных установок.

Все электрические проводки разделены на отдельные по уровням напряжения и имеют соответствующую маркировку.



## 2 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

АСУ ТП базируется на совместном применении средств вычислительной техники, комплекса микропроцессорных аппаратно-программных средств системы телемеханики, средств и систем локальной автоматики, средств связи и передачи информации.

Все технические средства АСУ ТП проектируются только электрическими и не требуют других источников питания. Передача телемеханической информации от технологических объектов на диспетчерский пункт реализована по существующему радиоканалу. В целом расширяемая АСУ ТП является экологически чистой и не оказывает вредного воздействия на окружающую природную среду.

В число функций, реализуемых АСУ ТП, входят и функции, способствующие выполнению мероприятий по предупреждению и уменьшению загрязнения почвы, водоемов и атмосферного воздуха промышленными аварийными выбросами, т.е. функции по охране окружающей природной среды. Причем выполнение этих функций обеспечивается в основном техническими средствами, предназначенными для решения оперативных задач АСУ ТП по контролю и управлению основным технологическим процессом, и не требуют дополнительных капитальных затрат.

АСУ ТП позволяет осуществить прогнозирование и предотвращение аварийных ситуаций путем проведения диагностики состояния технологического оборудования и самой системы управления, что способствует своевременному проведению ремонтно-восстановительных работ и повышает общую надежность функционирования всего технологического комплекса.



### 3 ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ И НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- 1 Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями от 7 марта 2017 г.)
- 2 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями от 29 июля 2017 г.)
- 3 ВНТП 01/87/04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования
- 4 ВСН 332-74 Инструкция по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон
- 5 ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)
- 6 ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения
- 7 ГОСТ 30852.9-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон
- 8 ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам
- 9 ПУЭ Правила устройства электроустановок (изд. 6, изд. 7 (введенное взамен разделов 1, 2, 4, 6 и глав 7.1, 7.2, 7.5, 7.6, 7.10 раздела 7 ПУЭ шестого издания))
- 10 РД 153-34.0-20.262-2002 Правила применения огнезащитных покрытий кабелей на энергетических предприятиях
- 11 СП 2.1.7.1386-03 Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления (с изменениями от 31 марта 2011 г.)
- 12 СП 484.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования
- 13 СП 6.13130.2021 Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности



- 14 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с изменениями от 9 декабря 2010 г.)
- 15 СП 423.1325800.2018 Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах
- 16 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. N 534)
- 17 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств" (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 г. N 533)

