



**«ОБУСТРОЙСТВО СРЕДНЕНЮРОЛЬСКОГО НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА № 1
(РАСШИРЕНИЕ, 2 ОЧЕРЕДЬ)»**

Раздел 6 «Технологические решения»

Часть 2 «Автоматизация технологических процессов»

149-22-П-ТХР2

Том 6.2

**«ОБУСТРОЙСТВО СРЕДНЕНЮРОЛЬСКОГО НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. КУСТОВАЯ ПЛОЩАДКА № 1
(РАСШИРЕНИЕ, 2 ОЧЕРЕДЬ)»**

Раздел 6 «Технологические решения»

Часть 2 «Автоматизация технологических процессов»

149-22-П-ТХР2

Том 6.2

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | |

Генеральный директор



О.А. Иванова

Главный инженер проекта

В.Л. Писарев

Содержание тома ТХР2

| Обозначение | Наименование | Примечание |
|------------------|---------------------------------------------------------------------|------------|
| 149-22-П-ТХР2.С | Содержание тома ТХР2 | 2* |
| 149-22-П-ТХР2.ТЧ | Текстовая часть | 3 |
| | Графическая часть | |
| 149-22-П-ТХР2.ГЧ | л. 1. Схема структурная комплекса технических средств автоматизации | 21 |
| | л. 2. Схема технологическая со схемой автоматизации | 22 |
| | л. 3. План кабельных трасс | 23 |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

* - сквозная нумерация

Согласовано

Взам. инв. №

Подл. и дата

Инв. № подл.

149-22-П-ТХР2.С

| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпис | Дата |
|----------|---------|------|--------|------------|----------|
| | | | | <i>Сид</i> | 10.04.23 |
| | | | | | |
| Н.контр. | Иванов | | | <i>ИИ</i> | 10.04.23 |
| ГИП | Писарев | | | <i>ПП</i> | 10.04.23 |

Содержание тома ТХР2

| Стадия | Лист | Листов |
|-----------------------|------|--------|
| П | 1 | 1 |
| ООО «ИЦ «Проектор» | | |

Содержание текстовой части

| | |
|------------------------------------------------------------|----|
| 1 ВВЕДЕНИЕ | 2 |
| 2. ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ | 4 |
| 3. СТРУКТУРА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ | 5 |
| 4. ФУНКЦИИ АСУ ТП | 7 |
| 5. ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ | 9 |
| 6. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ | 10 |
| 7. РАЗМЕЩЕНИЕ И МОНТАЖ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ | 12 |
| 8. РЕШЕНИЯ ПО ОХРАННО-ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ | 14 |
| 9. РЕШЕНИЯ ПО СИСТЕМЕ ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ | 18 |
| ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ | 20 |

Согласовано

| | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |

| | |
|---------------|--|
| Инов. № подл. | |
|---------------|--|

| | | | | | | | | | |
|----------|---------|---------|--------|-------------------------------------------------------------------------------------|----------|------------------|-----------------------|------|--------|
| | | | | | | 149-22-П-ТХР2.ТЧ | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | | | |
| Разраб. | | Осипов | |  | 10.04.23 | Текстовая часть | Стадия | Лист | Листов |
| | | | | | | | П | 1 | 21 |
| Н.контр. | | Иванов | |  | 10.04.23 | | ООО «ИЦ «Проектор» | | |
| ГИП | | Писарев | |  | 10.04.23 | | | | |

1 ВВЕДЕНИЕ

Данный раздел разработан на основании:

- задания на проектирование;
- технических условий, выданных ООО «ВТК»

Проектом предусматривается обустройство кустовой площадки №1 Средненурольского нефтяного месторождения нефти (расширение, 2 очередь).

В объём раздела входит:

- разработка автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Схема структурная АСУ ТП представлена в графической части.

АСУ ТП выполняется на базе программно-технического комплекса, включающего в себя технические средства контроля и автоматизации полевого уровня и программируемые логические контроллеры (ПЛК), станции управления блочного оборудования и приборные панели, аппаратуру передачи информации.

В качестве комплекса технических средств (КТС) диспетчерского контроля объектов обустройства кустовой площадки принимается система сбора информации на базе Шкафа телемеханики.

Система обеспечивает:

- децентрализацию функций сбора, обработки технологической информации и выработки управляющих воздействий;
- работу объектов без постоянного обслуживающего персонала;
- диспетчерскую, технологическую и геологическую службы месторождения необходимой информацией;
- преобразование и обработку входных-выходных сигналов, обмен данными с вышестоящим уровнем информационно-управляющих систем (центральным диспетчерским пунктом);
- защиту технологического и электрооборудования от аварийных режимов работы независимо от наличия в данный момент связи с диспетчерским пунктом промысла;
- защиту от несанкционированного доступа в помещение, где расположен контроллер.

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 149-22-П-ТХР2.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 2 |

Данные с объектов передаются на АРМ в АБК Средненюрольского нефтяного месторождения.

АСУ осуществляет следующие функции:

- опрос контролируемых объектов;
- ведение архивов объектов;
- определение дебита, суточных показателей работы объекта, совокупного добытого продукта;
- выявление аварийных ситуаций на промысле.

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|--------|---------|------|--|------------------|------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 149-22-П-ТХР2.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | | 3 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | | | |

2. ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Объектом автоматизации и телемеханики являются скважины №№150, 151, 152, 153, 154, емкость ЕД-1, Нефтегазосборный трубопровод.

| | | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|--------|---------|------|------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 149-22-П-ТХР2.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 4 |
| Индв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | |

3. СТРУКТУРА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Схема структурная комплекса технических средств системы автоматизации представлены в графической части.

В качестве основных принципов при определении структуры построения АСУ ТП приняты следующие:

- распределение функций сбора, обработки информации и выработки управляющих воздействий;
- модульность построения технических и программных средств;
- стандартизация взаимосвязей (функциональная, программная, конструктивная) между уровнями управления;
- открытость системы (возможность расширения и корректировки специалистами заказчика);
- функционирование без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Принятая степень автоматизации обуславливается рассредоточенностью объектов на территории месторождения и наличием необходимых средств контроля и управления.

В соответствии с принятой концепцией создания системы управления с применением вычислительной техники, проектируемая АСУ ТП строится по иерархическому принципу:

1. Нулевой уровень системы управления в составе:

- приборы для местного показания значений параметров;
- датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами, исполнительные механизмы;

2. Первый уровень:

Первый уровень – это уровень управления территориально-распределенными технологическими объектами. Первый уровень включает в себя локальные системы контроля и управления технологическим объектом на базе терминальных и микропроцессорных контроллеров.

Данное оборудование обеспечивает:

- сбор и первичную обработку технологических данных;
- обмен информацией со вторым уровнем управления;
- управление технологическими объектами на основе собранной информации и команд, поступающих со второго уровня управления или от оператора-технолога.

На второй уровень с объектов передается необходимая информация о значениях технологических параметров и состоянии основных агрегатов.

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

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

149-22-П-ТХР2.ТЧ

Лист

5

3. Второй уровень:

– уровень АРМ в АБК Средненюрольского нефтяного месторождения на базе персональных компьютеров.

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|------|---------|------|--------|------------------|---------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 149-22-П-ТХР2.ТЧ | Лист |
| | | | Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | | Подпись |

4. ФУНКЦИИ АСУ ТП

В соответствии с принятой архитектурой функции, реализуемые АСУ ТП, распределяются по уровням следующим образом:

Нулевой уровень:

- получение информации от датчиков о состоянии технологического объекта;
- первичная обработка полученной информации;
- передача необходимых данных на вход вышестоящего уровня АСУ ТП;
- прием командных и настроечных сигналов от вышестоящего уровня.

Первый уровень:

- получение информации с нулевого уровня АСУ ТП;
- обработка информации о состоянии технологического процесса;
- выполнение функций автоматического управления;
- передача командных и настроечных сигналов на нулевой уровень АСУ ТП;
- обмен данными со вторым уровнем АСУ ТП;
- управление технологическим процессом на основе собранной информации и команд оператора-технолога;
- автотестирование местной автоматики;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование баз данных.

Второй уровень:

- сбор и концентрация информации о ходе технологического процесса, поступающей от контроллеров первого уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации, реализация диалога со специалистами нефтегазодобывающего производства (организация АРМов);
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на первый уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

Оснащение технологических объектов, охватываемых АСУ ТП (перечень этих объектов приведен выше), датчиками, измерительными преобразователями и другой аппаратурой предусматривается в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП по контролю и управлению этими объектами:

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

- автоматическое регулирование режимных технологических параметров;
- автоматическое и дистанционное управление приводами основных механизмов, защиты и блокировки при возникновении аварийных ситуаций;
- индикацию и регистрацию режимных и учетных технологических параметров;
- сигнализацию аварийную о предельных значениях технологических параметров;
- сигнализацию предупредительную об отклонениях от нормы режимных технологических параметров;
- сигнализацию исполнительную о состоянии приводов (включено/отключено) и исполнительных механизмов (открыто/закрыто);
- контроль параметров, обеспечивающих выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей природной среды;
- контроль по защите оборудования АСУ ТП и связи от несанкционированного доступа;
- перевод куста скважин в безопасное состояние в случае прекращения внешнего электроснабжения для системы контроля и управления.

Противоаварийная защита обеспечивает:

- автоматическое закрытие существующей электрозадвижки на нефтегазопроводе по сигналам систем противоаварийной защиты (при возникновении пожара и загазованности 50% НКПР);
- перевод технологического оборудования в безопасное состояние;
- при восстановлении питания система противоаварийной защиты исключает возможность произвольного переключения электроприводной арматуры.

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

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

5. ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Скважина добывающая

Для скважины добывающей предусматривается:

- местное и дистанционное измерение линейного давления;
- местное измерение давления в буферном пространстве.
- местное измерение давления в затрубном пространстве.

Для своевременного обнаружения аварийной ситуации и обеспечения безопасных условий труда на наружной площадке куста, возле устья добывающих скважин предусмотрен дистанционный контроль загазованности, с сигнализацией по 1 и 2 порогу загазованности (10 % и 50 % НКПВ соответственно) на втором уровне.

Датчики установлены на отметке +0,5 м от уровня земли, расстояние между датчиками не превышает 20м.

При достижении 50 % НКПВ с выдержкой по времени выполняется закрытие электроприводной арматуры с одновременной подачей сигнала на контроллер первого уровня

Емкость дренажная ЕД-1

Для емкости ЕД-1 предусматривается:

- дистанционная сигнализация верхнего максимального уровня;
- контроль газовоздушной среды возле емкости и сигнализация предельных значений.

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

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

149-22-П-ТХР2.ТЧ

Лист

9

6. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ

Все приборы и средства автоматизации имеют сертификаты, подтверждающие их соответствие техническим регламентам «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Применение на проектируемом опасном производственном объекте устройств или оборудования, не имеющих сертификата или декларации, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям данных технических регламентов, не допускается.

При этом ранее выданные сертификаты соответствия на продукцию, выданные до дня официального опубликования решения Коллегии Евразийской Экономической Комиссии о принятии ТР ТС 010/2011 (от 04.12.2012г.), считаются действительными на весь срок их действия.

Применяемые датчики и измерительные преобразователи имеют унифицированные выходные сигналы с одним из следующих параметров:

- число-импульсные сигналы для контроля учетных технологических параметров;
- дискретные типа "сухой контакт" для сигнализации предельных значений технологических параметров;
- аналоговые (токовые 4-20 мА) для контроля и регулирования режимных технологических параметров.

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

- по степени взрывопожаробезопасности;
- по климатическому исполнению;
- по устойчивости к воздействию пыли и влаги (не менее IP 54, для взрывоопасных зон не менее IP65).

На наружных установках класса В-1г и в помещениях В-1а электрические датчики и сигнализаторы имеют взрывозащищённое исполнение или искробезопасные цепи

Для местного контроля давления используются манометры технические показывающие.

Для дистанционного контроля давления предусматриваются преобразователи давления взрывозащищённые с выходным сигналом 4-20 мА с маркировкой взрывозащиты Ехi.

Для измерения уровня в емкости ЕД предусматривается взрывозащищенный сигнализатор уровней.

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

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

Для контроля загазованности и контроля ПДК предусматриваются оптические датчики загазованности взрывозащищенные.

Для дистанционного измерения расхода применены расходомеры-счётчики вихревые.

Все полевые приборы КИП, за исключением датчиков температуры оснащены местными ЖК-индикаторами, а также поддержкой HART-протокола.

Приборы и средства управления для блочного оборудования поставляются комплектно.

Датчики, измерительные преобразователи и сигнализаторы, размещаемые на открытой площадке без обогрева, должны обеспечивать работоспособность в климатических условиях региона размещения и исполнение по степени защиты от пыли и воды не ниже IP65 по ГОСТ 14254-2015.

Для осуществления сбора данных и управления рассредоточенными объектами нефтедобычи, для объединения этих объектов в систему оперативного управления и контроля предусматривается шкаф телемеханики на базе микропроцессорного контроллера.

Обеспечение взрывозащищённости

Приборы и аппаратура, установленные в помещениях класса В-1а и на наружных установках класса В-1г, имеют взрывозащищенное исполнение типа «искробезопасные цепи» ExiaII по ГОСТ 30852.0-2002 (также возможно применение взрывозащиты типа «взрывонепроницаемая оболочка» Exd), отвечают требованиям ПУЭ и выбраны в соответствии с классом взрывоопасности, категорией и группой взрывоопасных смесей IIА-Т2, IIА-Т3.

Электропитание технических средств АСУ ТП

По степени обеспечения надежности электроснабжения электроприемники технических средств АСУ ТП относятся к I категории. Электропитание 220 VАС с частотой 50 Гц выполняется от двух источников питания с автоматическим переключением в аварийном режиме:

- от сети переменного напряжения 220 В;
- от источника бесперебойного питания.

Использование источников бесперебойного питания обеспечивает при аварийном отключении электропитания снабжение технических средств системы напряжением требуемого качества, позволяющим нормально завершить все незавершенные операции по сохранению данных.

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

7. РАЗМЕЩЕНИЕ И МОНТАЖ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ

Монтаж системы автоматизации выполняется в соответствии с рабочей документацией и с учетом требований заводов-изготовителей приборов, средств автоматики, с обеспечением безопасных условий при производстве работ.

Смонтированные приборы и средства автоматики, электрические проводки должны быть присоединены к общему контуру заземления или к металлическим конструкциям, имеющим надежную электрическую связь с общим контуром заземления. Защитное заземление средств автоматизации выполнить в соответствии с ПУЭ для взрывоопасных помещений и наружных установок.

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

Электрические проводки цепей измерения, управления, защиты и сигнализации выполняются контрольными негорючими кабелями с медными жилами, исполнения «нг» с оболочкой из ПВХ пластиката, не распространяющего горения. Кабели предназначены для стационарной прокладки внутри и вне помещений, во взрывоопасных зонах класса 0, 1, 2. Типы кабелей выбраны в соответствии со специальными требованиями к цепям измерения, рекомендациями заводов-изготовителей приборов и правилами устройства электроустановок.

Монтаж проектируемых кабельных трасс выполняется в коробах по существующей и проектируемой эстакаде для монтажа электрических, контрольных кабелей, на отдельных от силовых кабелей полках. При прокладке кабелей открытым способом на высоте до трех метров выполнить защиту от механических повреждений. Прокладку кабельных трасс выполнять с учетом требований ПУЭ. Расстояние в свету между трубопроводами с горючими газами и кабельной эстакадой предусмотрено не менее 0,5 м, высота прокладки трасс относительно земли принята не ниже 2,5 м, при переходе через дорогу не ниже 5,0 м. Эстакада для прокладки технологических трубопроводов и электрических кабелей выполнена из негорючих материалов. В металлических коробах кабельные линии уплотнить негорючими материалами.

В металлических коробах кабельные линии должны уплотняться негорючими материалами и разделяться перегородками огнестойкостью не менее 0,75 ч на горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30 м, а также при ответвлениях в другие короба основных потоков.

В металлических коробах должны устанавливаться огнепреградительные пояса:

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

- на вертикальных участках - на расстоянии не более 20 м, а также при проходе через перекрытие;
- на горизонтальных участках - при проходе через перегородки.

| | | | | | | | | |
|--------------|--------------|--------------|------|---------|------|--------|------------------|---------|
| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 149-22-П-ТХР2.ТЧ | Лист |
| | | | Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | | Подпись |

Предусмотрен резервный запас пожарных извещателей каждого типа, устанавливаемых на объектах (СП 484.1311500.2020, СП 485.1311500.2020, п.п. 2.2.5, 2.2.7 РД 009-01-96) для обеспечения возможности замены неисправного извещателя за установленное время.

Сети охранно-пожарной сигнализации выполнить в соответствии с требованиями СП 5.1330.2009 п.13.15. Сеть пожарной сигнализации выполнить кабелем с токопроводящими жилами из медных проволок с изоляцией и оболочкой из полимерных материалов, соответствующих требуемому показателю пожарной опасности, с общим экраном из фольгированного материала, без брони.

Характеристики кабеля:

Электрическое сопротивление токопроводящих жил постоянному току – в соответствии с ГОСТ 22483-2012.

Электрическое сопротивление изоляции, пересчитанное на 1 км длины, МОм, не менее:

- кабели с изоляцией из сшиваемой полиолефиновой композиции: 500
- кабели с изоляцией из кремнийорганической резины и из полимерных компаундов, не содержащих галогенов: 100
- остальные кабели: 10

Испытательное переменное напряжение:

- между жилами – 2500 В;
- между жилами и экраном – 2000 В;

Повышенная температура эксплуатации:

- кабели с индексами «нг(A)-HF», «нг(A)-FRLS», «нг(A)-FRHF» – до 110 °С
- кабели в теплостойком исполнении («тс») – до 125 °С
- остальные кабели: + 80 °С

Пониженная температура эксплуатации:

- кабели в исполнении ХЛ – до минус 60 °С
- остальные кабели: до минус 50 °С

Повышенная влажность воздуха до 98 % при температуре до 35 °С.

Стойкость к воздействию воды

Стойкость к продольному распространению воды (в исполнении «в»)

Стойкость к воздействию солнечного излучения

Масло-бензостойкость

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | |

| | | | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 149-22-П-ТХР2.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 15 |

- Стойкость к монтажным изгибам
- Стойкость к вибрационным нагрузкам
- Стойкость к ударным нагрузкам
- Стойкость к линейным нагрузкам
- Стойкость к растяжению
- Стойкость к воздействию инея
- Стойкость к воздействию соляного тумана
- Стойкость к воздействию плесневых грибов
- Стойкость к динамическому воздействию пыли
- Срок службы 35 лет.

По эстакаде сети пожарной сигнализации проложить в коробе по кабельным эстакадам совместно с кабелями КИПиА на отдельной полке.

Оборудование охранно-пожарной сигнализации установить в соответствии с СП 5.1330.2009.

Электроснабжение электроприемников установок охранно-пожарной сигнализации осуществить по 1 категории согласно ПУЭ.

Электропитание приборов осуществить от РИП. Электропитание РИП предусмотреть от сети переменного тока (220В, 50Гц). Аккумуляторная батарея в составе резервного источника электропитания системы пожарной сигнализации имеет необходимую емкость, при попадании внешнего электропитания обеспечивает питание системы в дежурном режиме в течение 24 часов плюс 3 часа работы в тревожном режиме.

После проведения монтажных работ произвести пусконаладочные. В объем пусконаладочных работ входят:

- Проверка того, насколько правильно выполнен монтаж;
- Задание индивидуальных настроек;
- Устранение выявленных ошибок и дефектов при установке;
- Пробный запуск;
- Проведение промежуточных испытаний;
- Регулировка необходимых параметров;
- Эксплуатация под наблюдением (от нескольких часов, до нескольких месяцев);
- Замеры и испытания, с составлением протоколов;
- Комплексные испытания;
- Обучение операторов и других представителей заказчика.

| | |
|--------------|--|
| Взам. инв. № | |
| Подп. и дата | |
| Инв. № подл. | |

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

Все перечисленные работы должны проводить лишь специалисты с законченным высшим образованием и сертификатом, подтверждающим степень их квалификации. ПНР дополнительно требуют от своих исполнителей:

- Подробных знаний об оборудовании;
- Умений работать со специальным программным обеспечением, технически сложными инструментами и приспособлениями;
- Навыки использования сложных контрольно-измерительных приборов;
- Умений ремонтировать, настраивать, регулировать и эксплуатировать оборудование;
- Опыт составления необходимой документации.

По той причине, что к специалистам, занимающимся пуско-наладочными работами, предъявляются повышенные требования по уровню образования, квалификации и навыкам - ПНР практически всегда отделяются от монтажных работ. По окончании на руках будут необходимые протоколы испытаний, калибровок и соответствующие записи в формулярах.

Подключение извещателей, расположенных в блоках и на наружной стороне выполняется через соединительные коробки КЗНС-16. Коробки монтируются с внешней стороны блоков

| | | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|--------|---------|------|------------------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата | 149-22-П-ТХР2.ТЧ | Лист |
| | | | | | | | 17 |
| Индв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | |

9. РЕШЕНИЯ ПО СИСТЕМЕ ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ

На площадке скважин предусмотрена организация системы видеонаблюдения. В состав системы видеонаблюдения входят:

- 1 стационарная видеокамера;
- 1 купольная управляемая видеокамера;

Требования к видеокамерам:

Производитель видеокамер: Hikvision

Минимальное разрешение видеокамер должно быть не менее 4 Мп.

Предусмотреть хранение видеоархива со следующими параметрами:

Кодек h264;

Разрешение не менее 1980x1080;

Скорость записи не менее 25 кадров в секунду;

Опорный кадр не реже 20-ого.

Рекомендуемый производитель видеосервера ISS Securos. Конкретную модель видеосервера рассчитать исходя из количества видеокамер (2шт.) и срока хранения видеоархива 30 суток.

IP видеокамеры устанавливаются на опорах ограждения на высоте 5 метров от уровня земли на кронштейне.

IP видеокамеры соединяются с коммутатором кабелем типа “витая пара” нг(А)-ХЛ-5е 4x2x1,0 с защитной оболочкой черного цвета для прокладки на открытом воздухе, по которому передается видеосигнал. Корпуса видеокамер и термокожухов подключаются к защитному заземлению объекта.

Электропитание термокожухов IP-камер осуществляется от шкафа СУ куста скважин (от ИБП) напряжением 220В, 50Гц по кабелю КВВГнг(А)-LS ХЛ 4x2,5. Питание IP-камер выполнено от блоков питания термокожухов. Питание шкафа СУ куста скважин выполнено по первой категории электроснабжения (см. электротехническую часть проекта)

Электрические проводки системы видеонаблюдения выполняются негорючими кабелями с медными жилами, исполнения «нг(А)-ХЛ» с оболочкой из ПВХ пластиката, не распространяющего горения. Кабели предназначены для стационарной прокладки внутри и вне помещений, во взрывоопасных зонах класса 0, 1, 2. Типы кабелей выбраны в соответствии со специальными требованиями к цепям измерения, рекомендациями заводов-изготовителей приборов и правилами устройства электроустановок, сечение жил кабеля, прокладываемого во взрывоопасных зонах должно быть не менее 1,0 мм²

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

| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

149-22-П-ТХР2.ТЧ

Лист

18

На наружных установках класса В-1г кожухи видеокамер имеют взрывозащищённое исполнение типа взрывонепроницаемая оболочка.

| | | |
|---------------|--------------|--------------|
| Инов. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
| | | |

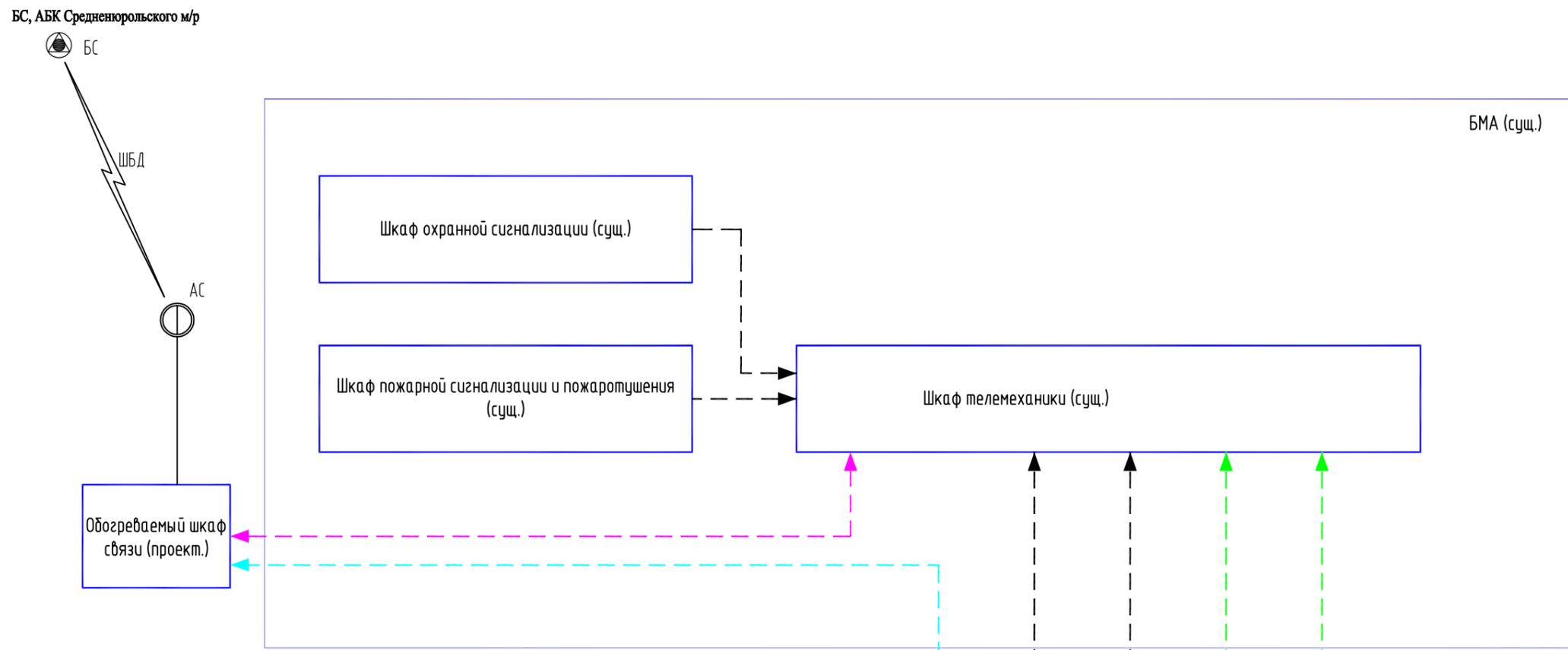
| | | | | | |
|------|---------|------|--------|---------|------|
| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подпись | Дата |
| | | | | | |

149-22-П-ТХР2.ТЧ

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 21.408-2013 СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;
2. ГОСТ 24.104-85 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
3. ПНСТ 360-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;
4. ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код ip);
5. СП 77.13330.2016 Системы автоматизации;
6. СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства;
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 №101;
8. ГОСТ 31610.0-2019 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования;
9. ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i;
10. ПУЭ Правила устройства электроустановок;
11. Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

| | | | | | | | | |
|---------------|--------------|--------------|------|---------|------|--------|------------------|---------|
| Индв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | | | | | 149-22-П-ТХР2.ТЧ | Лист |
| | | | Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | | Подпись |



- AI - Аналоговый вход
 - DI - Дискретный вход
 - FI - Частотный вход
 - DO - Дискретный выход
 - RS - Цифровой канал обмена данными
- ВОЛС
 - Ethernet
 - Физические каналы
 - RS-485

| | | | | |
|------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------|
| Ethernet | AI, DI, DO | DI, DO | RS-485 | RS-485 |
| Камеры видеонаблюдения: ТК-1,2 (площадка скважин) | Скважины добывающие (Давление, загазованность) | Емкость хранения ЕД-1 (уровень, загазованность) | Станция управления, расходомер FGE 301 | Задвижка электроприводная ИСА Аз-1 |

| | |
|----------------|---------|
| Инф. № подл. | 0110350 |
| Взам. инд. № | |
| Подпись и дата | |

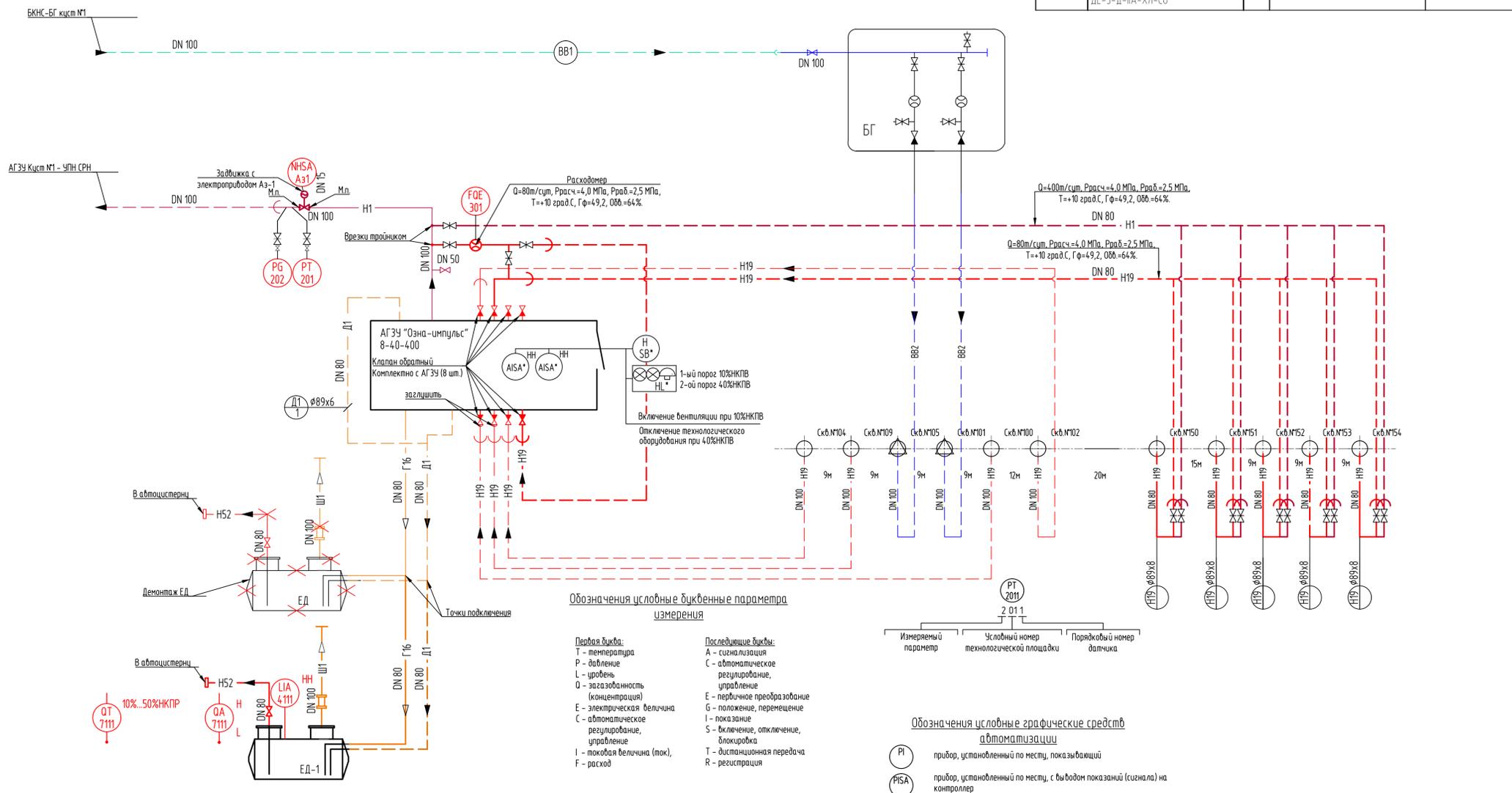
| | | | | | | | | | |
|-----------|--------|---------|------|------------|-------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------|------|--------|
| | | | | | | 149-22-П-ТХР2-ГЧ | | | |
| | | | | | | Обустройство Средненюрльского нефтяного месторождения. Кустовая площадка № 1 (расширение, 2 очередь) | | | |
| Изм. | Кол.Уч | Лист | Ндок | Подпись | Дата | Куст скважин №1 | Стадия | Лист | Листов |
| Разраб. | | Осипов | | | 02.23 | | П | 1 | |
| Гл. спец. | | | | | | Схема структурная комплекса технических средств автоматизации | ООО «ИЦ «Проектор» | | |
| Нач. отд. | | | | | | | | | |
| Н.контр | | | | | | | | | |
| ГИП | | Писарев | | <i>Сид</i> | 02.23 | | | | |

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

| Обозначение | Назначение | Кол. | Характеристика | Примечания |
|--------------------|-------------------------------------------------|------|----------------------------------------------|---------------|
| АГЗУ | Автоматизированная групповая замерная установка | 1 | Q=400 м³/сут, P=4,0 МПа, N=15 кВт, DN80, n=8 | Существующая |
| БГ | Блок гребенки | 1 | Pрасч=20,0 МПа, на 2 подключения | Существующий |
| ЕД | Емкость подземная дренажная | 1 | V=4,5 м³, Pрасч=0,07 МПа | Демонтаж |
| 100, 102, 104, 105 | Добывающая скважина | 4 | | Существующие |
| 150-154 | Добывающая скважина | 5 | | Проектируемая |
| Аз-1 | Задвижка запорная фланцевая с электроприводом | 1 | DN 100, PN 4.0 (4,0 МПа), N=1,5 кВт | Проектируемая |
| ЕД-1 | Емкость подземная дренажная | 1 | V=5,0 м³, Pрасч=0,07 МПа | Проектируемая |
| ДЕ-5-Д-IIА-ХЛ-СО | | | | |

ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

| Обозначение | Наименование | Примечание |
|-------------|---------------------------------------------------------|------------|
| Н1 | Трубопровод нефтегазосборный | -- |
| Н19 | Трубопровод выкидной от добывающих скважин | -- |
| ВВ1 | Водовод высоконапорный от БКНС до БГ | -- |
| ВВ2 | Водовод высоконапорный от БГ до нагнетательной скважины | -- |
| Ш1 | Трубопровод двухотельный | -- |
| Н52 | Трубопровод откачки из дренажной емкости | -- |
| Г16 | Трубопровод сброса с предохранительного клапана | -- |
| Д1 | Трубопровод дренажный | -- |



Условные обозначения

| Обозначение | Наименование |
|-------------|---------------------------------------------------------|
| — | Трубопровод проектируемый наземный |
| - - - | Трубопровод проектируемый подземный |
| — | Трубопровод существующий наземный |
| - - - | Трубопровод существующий подземный |
| ⊖ | Выкидной трубопровод |
| ⊖ | Нефтегазосборный трубопровод |
| ⊖ | Трубопровод сброса с предохранительных клапанов |
| ⊖ | Трубопровод дренажа |
| ⊖ | Водовод высоконапорный от БКНС до БГ |
| ⊖ | Водовод высоконапорный от БГ до нагнетательной скважины |
| ⊖ | Трубопровод двухотельный |
| ⊖ | Задвижка клиновья |
| ⊖ | Клапан (затвор) обратный |
| ⊖ | Задвижка клиновья с эл. приводами |
| ⊖ | Огнепреградитель |
| ⊖ | Дыхательная линия |
| ⊖ | Быстроразъемное соединение |
| ⊖ | Расходомер |
| ⊖ | Фланцевая пара |
| ⊖ | Граница проектирования |
| ⊖ | Направление потока |
| ⊖ | Переход концентрический |

Обозначения условные буквенные параметра измерения

| Первая буква | Последующие буквы |
|----------------------------------------------|----------------------------------------------|
| T - температура | A - сигнализация |
| P - давление | C - автоматическое регулирование, управление |
| L - уровень | E - первичное преобразование |
| Q - загазованность (концентрация) | G - положение, перемещение |
| E - электрическая величина | I - показание |
| C - автоматическое регулирование, управление | S - включение, отключение, блокировка |
| I - токовая величина (ток) | T - дистанционная передача |
| F - расход | R - регистрация |

Обозначения условные графические средств автоматизации

| | |
|------|-----------------------------------------------------------------------------|
| PI | прибор, установленный по месту, показывающий |
| PISA | прибор, установленный по месту, с выводом показаний (сигнала) на контроллер |
| PISA | прибор, установленный на щите с выводом сигнала на контроллер |
| □ | обогрев прибора термочехлом |

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

| Поз. | Наименование | Кол-во | Примечание |
|------|--------------------------------------------|--------|------------|
| PG | Манометр показывающий МП4-У 4ХЛ1, 0..6 МПа | 16 | шт. |
| PTSA | Датчик давления Метран-756, 6,0 МПа | 6 | шт. |
| LIA | Сигнализатор уровня | 1 | шт. |
| FQE | Вихревой расходомер | 1 | шт. |
| QT | Газосигнализатор ГСМ-03 | 6 | шт. |
| QA | Пост сигнализации загазованности ПАСВ1-34 | 2 | шт. |

Примечание

- 1) В рабочем режиме все проектируемые добыющие скважины N150-154 обрабатывают в нефтегазосборный трубопровод Н1 (Ду80).
- 2) В режиме "Замер" выполняется поскважинное переключение задвижками с ручным управлением установленными в районе устья скважин на замер во входной патрубок АГЗУ по выкидному трубопроводу Н19 (Ду80).
- 3) В случае если замер через АГЗУ по техническим причинам невозможен, - предусмотрен расходомер с подключением к действующему нефтегазосборному коллектору Н1 (Ду100).
- 4) Наземные участки трубопроводов предусмотрены без тепловой изоляции.
- 5) Все проектируемые трубопроводы предусмотрены без внутреннего антикоррозионного покрытия.

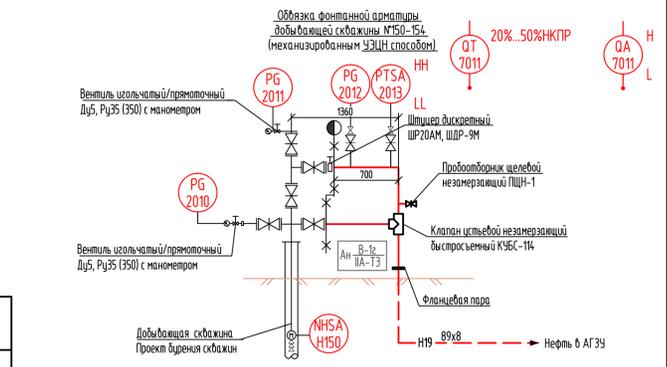


Таблица применимости

| Номерация по проекту | № скв. | Позиция приборов | Примечание |
|----------------------|--------|---------------------|------------|
| 1 | 150 | PG 2010 ... PG 2012 | PTSA 2013 |
| 2 | 151 | PG 2020 ... PG 2022 | PTSA 2023 |
| 3 | 152 | PG 2030 ... PG 2032 | PTSA 2033 |
| 4 | 153 | PG 2040 ... PG 2042 | PTSA 2043 |
| 5 | 154 | PG 2050 ... PG 2052 | PTSA 2053 |

149-22-П-ТХР2-ГЧ

Обустройство Средненорольского нефтяного месторождения. Кустовая площадка N 1 (расширение, 2 очередь)

Куст скважин N1

Схема технологическая со схемой автоматизации

Изм. Кол.уч. Лист №ок Подпись Дата

Разраб. Осипов 02.23

Нач.отд. Иванюк 02.23

Инкомпр. Писарев 02.23

ГМП

000 ИЦ «Проктор»

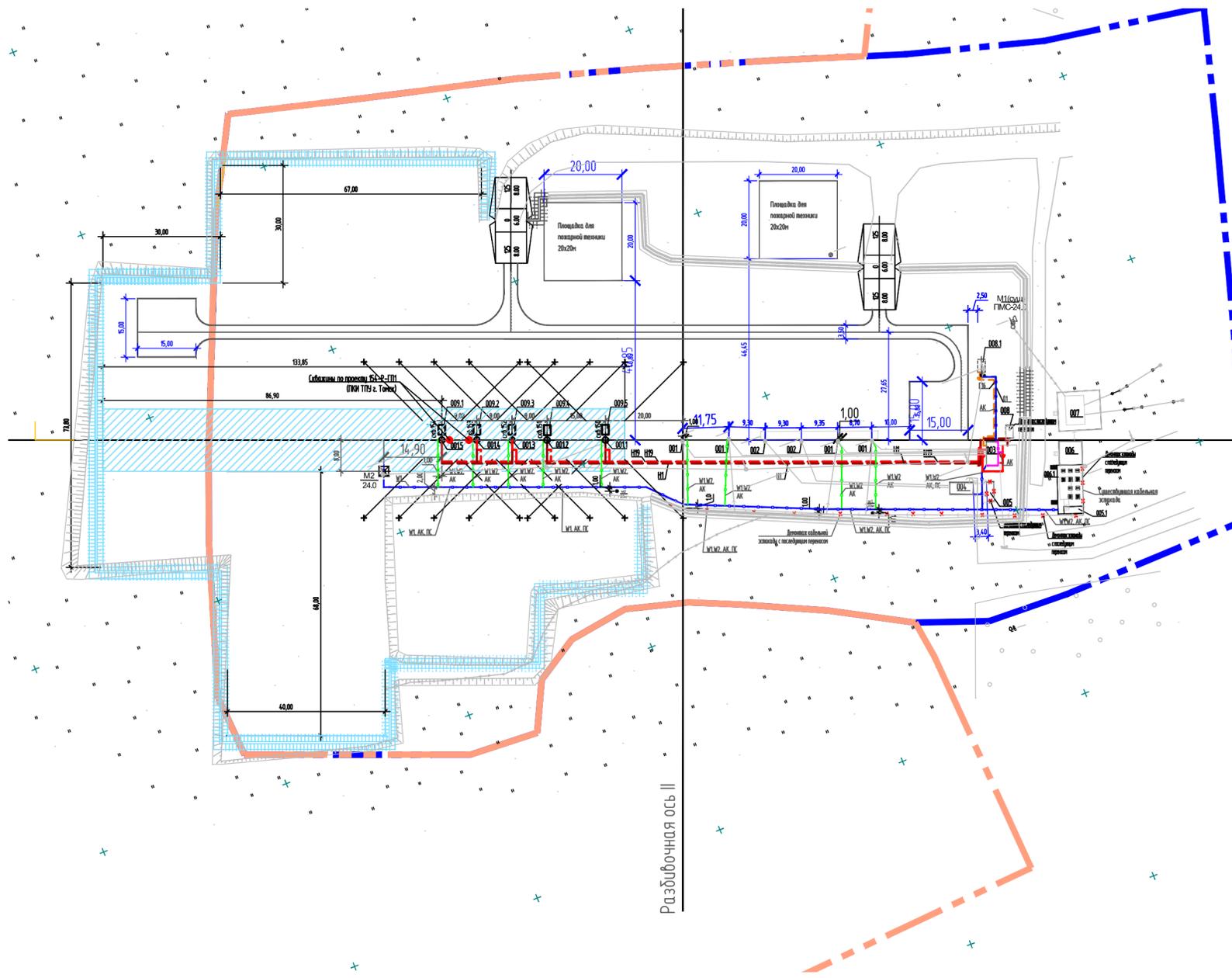
Лист 2

Формат А1

Имя, № табл. 0110350

Листы и дата

Взам. табл. №



- - сети по проектируемой кабельной эстакаде
- - сети по проектируемой кабельной эстакаде (на передвижных стойках к скважинам)
- - сети по стене блока

| | |
|----------------|---------|
| Инв. № подл. | 0110350 |
| Подпись и дата | |
| Взам. инв. № | |

| | | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|--------|------|-------------------|-------|
| 149-22-П-ТХР2-ГЧ | | | | | |
| Обустройство Средненорольского нефтяного месторождения. Кустовая площадка N 1 (расширение, 2 очередь) | | | | | |
| Изм. | Кол.Уч | Лист | Издк | Подпись | Дата |
| Разраб. | | Осипов | | <i>Осипов</i> | 02.23 |
| Гл.спец. | | | | | |
| Куст скважин №1 | | | | Стадия | Лист |
| | | | | П | 3 |
| План кабельных трасс | | | | ООО «ИЦ «Проктор» | |
| Н.контр | Иванов | | | <i>Иванов</i> | 02.23 |
| ГИП | Лисарев | | | <i>Лисарев</i> | 02.23 |