

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН



Ассоциация «Инженер-Проектировщик», рег. № 177 от 10.11. 2010

## **Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка**

### **ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

#### **Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»**

##### **Подраздел 7. Технологические решения**

##### **Часть 2. Автоматизация, телемеханизация**

**A-128-1821-ИОС7.2**

**Том 5.7.2**

Изм.	№док.	Подпись	Дата
1	336-18		
2	368-18		
3	02-19		

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  
РЕСПУБЛИКА БАШКОРТОСТАН



Ассоциация «Инженер-Проектировщик», рег. № 177 от 10.11. 2010

## Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка

### ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»**

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 2. Автоматизация, телемеханизация**

**A-128-1821-ИОС7.2**

**Том 5.7.2**

Изм.	№ док.	Подпись	Дата
1	336-18		
2	368-18		
3	02-19		

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

Технический директор

Р.З. Бадртдинов

Главный инженер проекта

Р.Р. Тарзимин

Разрешение		Обозначение		А-128-1821-ИОС7.2		
02-19 от 11.01.19		Наименование объекта строительства		Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка		
Изм.	Лист	Содержание изменения			Код	Примечание
3	1	А-128-1821-ИОС7.2-С Заменен. Внесены отметки об изменениях.			5	На основании дополнения №3 к заданию на проектирование, выданное ООО "Газпромнефть- Восток"
	5,6	А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ Заменен. Внесены корректировки по этапности проектирования.				

Согласовано  
Н. контр.

Изм. внес	Зинатуллина			ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект» Отдел КИПиА	Лист	Лис- тов
Составил	Зинатуллина					
ГИП	Кашаев					
Утв.						1

Разрешение		Обозначение	А-128-1821-ИОС7.2		
368-18 от 04.09.18		Наименование объекта строительства	Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
2	Все	А-128-1821-ИОС7.2-С Лист заменен. Внесена отметка об изменении.		5	На основании доп. ТЗ №2 ООО "Газпромнефть - Восток"
	5-7	А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ Лист заменен. Откорректирована этапность. Блок гребенки перемещен в седьмой этап.			
	6	А-128-1821-ИОС7.2-Ч-006 Лист заменен. Откорректирована экспликация зданий и сооружений. Блок гребенки (поз.5.1) перемещен в седьмой этап.			

Согласовано  
Н. контр.

Изм. внес	Зинатуллина			ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект» Отдел КИПиА	Лист	Лис- тов
Составил	Зинатуллина					
ГИП	Кашаев					
Утв.						1

Разрешение		Обозначение	А-128-1821-ИОС7.2		
336-18 от 03.08.18		Наименование объекта строительства	Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
1	1  7, 12, 13, 14, 17	<p>А-128-1821-ИОС7.2-С Заменен. Добавлена отметка о внесении изменений</p> <p>А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ Заменены. Указан класс автоматизации, добавлены параметры аварийной защиты (загазованность), исполнение приборов по взрывозащите, решения по контролю загазованности на площадках категории «АН», указаны высота установки датчиков загазованности и расстояния между ними.</p> <p>Откорректировано время работы средств автоматизации от ИБП, приведены сведения о соответствии средств автоматизации требованиям технического регламента, приведены решения по параллельной прокладке кабельных трасс.</p> <p>А-128-1821-ИОС7.2-СХ-001, А-128-1821-ИОС7.2-СХ-002 Заменены. Приведены решения по контролю загазованности на площадках категории «АН»,</p> <p>А-128-1821-ИОС7.2-Ч-006 Заменен. Разработан план расположения датчиков загазованности.</p> <p>А-128-1821-ИОС7.2-Ч-007 Новый. Разработ план расположения оборудования в БКУ</p>		4	На основании письма № 01680-18/ОГЭ-13887/03 от 02.08.2018г. Омского филиала ФАУ "Главгосэкспертиза России"

Согласовано  
Н. контр.

Изм. внес	Зинатуллина			ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект» Отдел КИПиА	Лист	Листов
Составил	Зинатуллина					
ГИП	Кашаев					
Утв.						1

## СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
A-128-1821-ИОС7.2-С	Содержание тома 5.7.2	2 Изм.1,2,3 (зам.)
A-128-1821-СП	Состав проектной документации	3
A-128-1821-ИОС7.2-ТЧ	Текстовая часть	5 Изм.1,2,3 (зам.)
	Графическая часть	
A-128-1821-ИОС7.2-СХ-001	Замерная установка на 12 входов (поз. 4.1). Структурная схема АСУиТП	28 Изм.1 (зам.)
A-128-1821-ИОС7.2-СХ-002	Замерная установка на 12 входов (поз. 4.2). Структурная схема АСУиТП	29 Изм.1 (зам.)
A-128-1821-ИОС7.2-СХ-003	Куст скважин №6. Схема автоматизации	30 Изм.1 (зам.)
A-128-1821-ИОС7.2-СХ-004	Нефтеcборный трубопровод. Схема автоматизации	31
A-128-1821-ИОС7.2-СХ-005	Высоконапорный водовод. Схема автоматизации	32
A-128-1821-ИОС7.2-Ч-006	Куст скважин №6. План прокладки кабельных трасс	33 Изм.1,2 (зам.)
A-128-1821-ИОС7.2-Ч-007	Блок контроля и управления поз.16.1. План расположения оборудования	34 Изм.1 (нов.)
A-128-1821-ИОС7.2-Ч-008	Блок контроля и управления поз.16.2. План расположения оборудования	35 Изм.1 (нов.)

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

2	-	Зам.	368-18		
1	-	Зам.	336-18		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Боровцов			
Проверил		Ефимова			
Нач. отд.		Соколова			
Н. контр.		Ефимова			
ГИП		Тарзимин			

A-128-1821-ИОС7.2-С

Содержание тома 5.7.2

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

ООО Пф  
«Уралтрубопроводстройпроект»

## СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	A-128-1821-ПЗ	Раздел 1 «Пояснительная записка»	
		Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка»	
2.1	A-128-1821-ПЗУ1	Часть 1. Схема планировочной организации земельного участка	
2.2	A-128-1821-ПЗУ2	Часть 2. Автомобильная дорога к кусту №6	
2.3	A-128-1821-ПЗУ3	Часть 3. Мост через р.Тунжик	
2.4	A-128-1821-ПЗУ4	Часть 4. Вертолетная площадка	Аннулирован
2.5	A-128-1821-ПЗУ5	Часть 5. Проект полосы отвода	
2.6	A-128-1821-ПЗУ6	Часть 6. Инженерная подготовка территории на период бурения	
2.7	A-128-1821-ПЗУ7	Часть 7. Нефтегазосборные сети и высоконапорные водоводы. Генеральные планы площадок УЗА	
3	A-128-1821-АР	Раздел 3 «Архитектурные решения»	
4	A-128-1821-КР	Раздел 4 «Конструктивные и объемно-планировочные решения»	
		Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»	
5.1	A-128-1821-ИОС1	Подраздел 1. Система электроснабжения	
5.2	A-128-1821-ИОС2	Подраздел 2. Система водоснабжения	
		Подраздел 3. Система водоотведения	Не разрабатывается
5.4	A-128-1821-ИОС4	Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети	
5.5	A-128-1821-ИОС5	Подраздел 5. Сети связи	
		Подраздел 6. Система газоснабжения	Не разрабатывается
		Подраздел 7. Технологические решения	

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

A-128-1821-СП					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка Состав проектной документации					
			Стадия	Лист	Листов
			П	1	3
ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект»					
ГИП	Тарзимин				

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
5.7.1	A-128-1821-ИОС7.1	Часть 1. Технологические решения	
5.7.2	A-128-1821-ИОС7.2	Часть 2. Автоматизация, телемеханизация	
6	A-128-1821-ПОС	Раздел 6 «Проект организации строительства»	
7	A-128-1821-ПОД	Раздел 7 «Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства»	
		Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»	
8.1	A-128-1821-ООС1	Часть 1. Перечень мероприятий по охране окружающей среды	
8.2	A-128-1821-ООС2	Часть 2. Рекультивация нарушенных земель	
8.3	A-128-1821-ОВОС	Часть 3. Оценка воздействия на окружающую среду	
		Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»	
9.1	A-128-1821-ПБ1	Часть 1. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
9.2	A-128-1821-ПБ2	Часть 2. Охранно-пожарная сигнализация	
		Раздел 10 «Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов»	Не разрабатывается
10.1	A-128-1821-ЭЭ	Раздел 10.1. «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов»	
11	A-128-1821-СМ	Раздел 11 «Смета на строительство объектов капитального строительства»	
		Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами»	
12.1	A-128-1821-ГОЧС	Часть 1. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, мероприятий по противодействию терроризму	
A-128-1821-СП			
Лист			
2			

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
12.2	A-128-1821-AOP	Часть 2. Анализ и оценка степени риска.	
12.3	A-128-1821-ТБЭ	Часть 3. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства	
	A-128-1821-PX	Приложение 1 Расчет ущерба рыбному хозяйству	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			A-128-1821-СП						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				



## 1 ВВЕДЕНИЕ

### 1.1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА

Основанием для разработки проекта является:

– задание на проектирование объекта: «Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка».

### 1.2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ РАЗДЕЛА

Проектная документация разработана на основании следующих исходных данных:

– задание на проектирование объекта: «Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка»;

– технические задания и решения, принятые в смежных разделах проекта;

– технические условия на проектирование системы автоматизации по объекту «Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка» утвержденные начальником ОА ООО «Газпромнефть-Восток» Ю.Н. Елизарьевым.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ	Лист
								2
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

## 2 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проектом предусматривается комплексная автоматизация объекта «Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка», обеспечивающая централизацию управления с использованием современных средств контроля и автоматического регулирования на базе микропроцессорной техники, высоконадежных электронных устройств и аппаратуры, позволяющих осуществлять управление, защитные блокировки и сигнализацию в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Для обустройства кустовой площадки проектом предусмотрена автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП).

Функционирование системы управления предусмотрено в автоматизированном круглосуточном режиме без присутствия оперативного персонала.

Структура АСУ ТП трехуровневая:

**Нижний уровень** системы управления (полевой КИП) включает в себя:

- приборы для местного показания значений параметров;
- датчики, первичные преобразователи с выходными аналоговыми и дискретными сигналами;
- контроллеры АГЗУ
- контроллеры СУ ЭЦН;
- контроллер СУДР.

**Средний уровень** контроллер кустовой телемеханики на базе контроллера обеспечивающий сбор и первичную обработку технологической информации, поступающей от датчиков, измерительных преобразователей и всех контроллеров на кусту скважин, формирование управляющих воздействий по поддержанию заданных режимов и мер безопасности, а также реализующий связь с верхним уровнем управления.

**Верхний уровень (существующий)** системы управления включает в себя:

Диспетчерскую систему ТМ АДКУ2000+. Система является наращиваемой (позволяет подключать дополнительные параметры объектов технологического процесса).

Основными функциями проектируемой системы являются:

- автоматический сбор аналоговой и дискретной информации от датчиков технологических параметров и дискретных параметров состояния объектов обустройства;
- контроль входной информации на достоверность;
- логическая обработка и анализ входной информации в зависимости от стадии циклического процесса;
- самодиагностика технических средств уровня, обеспечивающих выполнение функций приема и логической обработки входной и выходной информации с представлением перечня неисправностей;
- автоматический контроль состояния объектов обустройства, предупредительная сигнализация при выходе показателей за установленные границы;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ

Лист

3

- представление информации в удобном для восприятия и анализа виде на операторской станции в виде графиков, мнемосхем, гистограмм, таблиц и т.п.;
- автоматическая обработка, регистрация и хранение поступающей производственной информации, вычисление усредненных, интегральных показателей;
- формирование отчетов и рабочих (режимных) листов по утвержденной форме за определенный период времени и вывод их на печать;
- регистрация срабатывания блокировок и защит;
- возможность автоматизированной передачи данных в локальную сеть предприятия;
- защита баз данных и программного обеспечения от несанкционированного доступа;
- диагностика и выдача сообщений по отказам всех элементов комплекса технических средств, с точностью до модуля;
- протоколирование событий и ведение журнала аварийных сообщений.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ	Лист
								4
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

### 3 ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП

Автоматизация кустовой площадки выполнена по 1 классу автоматизации, в соответствии с требованиями «Концепции автоматизации БРД ОАО Газпромнефть», Техническими условиями на проектирование системы автоматизации по объекту «Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка».

В число объектов автоматизации кустовой площадки №6 входят:

- добывающие скважины с ЭЦН - 16;
- нагнетательные скважины - 8;
- замерная установка на 12 входов - 2;
- блок напорной гребенки на 4 выхода - 2;
- емкость дренажная  $V=12,5 \text{ м}^3$  - 2;
- скважинная установка дозирования реагента (СУДР) - 11;
- задвижка клиновая с электроприводом - 2;
- УЗА на линейной части трубопроводов - 8;
- КТПНУ - 2.

Согласно Заданию на проектирование проектной документацией определены двадцать семь этапов строительства, включающие следующую последовательность работ:

**Первый этап строительства:**

- Автомобильная дорога к кусту скважин №6

**Второй этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6, скважина №1 (в т.ч. отсыпка кустового основания на двенадцать скважин с возможностью расширения до 24 скважин, блочное оборудование, объекты энергетики),
- Отпайка ВЛ-6кВ «ГПЭС - Куст-9» - Куст 6;
- Нефтеcборный трубопровод «Куст 6 - УДР ДНС Арчинское м/р»;

**Третий этап строительства:**

- Мост через реку

**Четвертый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №2;

**Пятый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №3;

**Шестой этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №4;

**Седьмой этап строительства:**

- Высоконапорный водовод «т.вр.44Р - к.6»;
- Блок гребенки;

**Восьмой этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №5;

**Девятый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №6;

**Десятый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №7;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			5	

**Одиннадцатый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №8;

**Двенадцатый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №9;

**Тринадцатый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №10;

**Четырнадцатый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №11;

**Пятнадцатый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №12;

**Шестнадцатый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6, скважина №13 (в т.ч. отсыпка кустового основания на двенадцать скважин, блочное оборудование, объекты энергетики);

**Семнадцатый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №14;

**Восемнадцатый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №15;

**Девятнадцатый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №16;

**Двадцатый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №17;

**Двадцать первый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №18;

**Двадцать второй этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №19;

**Двадцать третий этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №20;

**Двадцать четвертый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №21;

**Двадцать пятый этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №22;

**Двадцать шестой этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №23;

**Двадцать седьмой этап строительства:**

- Обустройство куста скважин №6 на скважину №24;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

A-128-1821-ИОС7.2-ТЧ

#### 4 ОБЪЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ И АСУ ТП

Данным проектом предусматриваются следующие объемы автоматизации:1

1. Добывающая скважина оснащенная ЭЦН, нагнетательная скважина в период отработки на нефть:

- местный контроль давления на выкидной линии;
- контроль загазованности площадки скважины.

2. Нагнетательная скважина:

- местный контроль давления на нагнетательной линии.

3. Для станций управления ЭЦН на добывающих скважинах предусматривается вывод следующих сигналов по интерфейсу RS-485:

- параметры работы скважины;
- номинальный ток двигателя;
- сопротивление изоляции;
- расход жидкости мгновенный;
- учет электроэнергии.

Кроме того, предусматривается вывод дискретного сигнала о состоянии ЭЦН (вкл./откл.) и автоматическое отключение ЭЦН при превышении допустимого давления в коллекторе АГЗУ или по сигналу «Пожар».

4. Для проектируемой замерной установки, состоящей из блока технологического замерной установки и блока контроля и управления (БКУ), проектируемые и выполненные заводами-изготовителями объемы автоматизации и АСУ ТП обеспечивают:

- местный контроль температуры газа и водонефтяной эмульсии в линиях после сепарационно-накопительной емкости;
- местный контроль температуры воздуха в технологическом блоке, а также в блоке контроля и управления;
- сигнализация понижения температуры воздуха в технологическом блоке и в блоке контроля и управления;
- измерение температуры газа и водонефтяной эмульсии в линиях после сепарационно-накопительной емкости;
- местный контроль давления газа до и после газовой заслонки, давления водонефтяной эмульсии в выходном коллекторе;
- измерение давления газа в линии после сепарационно-накопительной емкости и давления водонефтяной эмульсии в выходном коллекторе;
- измерение перепада давления на газовом и жидкостном фильтрах;
- измерение расходом газа и водонефтяной эмульсии в линиях после сепаратора;
- измерение содержания воды в водонефтяной эмульсии;
- автоматический отбор проб водонефтяной эмульсии,
- измерение времени замера дебита скважины;
- управление и сигнализация положения переключателя скважин;
- измерение (вычисление плотности водонефтяной эмульсии);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				



Требования к функциям ЗУ:

- управление работой измерительной установки в автоматическом и ручном режиме;
- замер дебита скважин, поочередно подключаемых к измерительной установке;
- измерение технологических параметров и обработка результатов измерений;
- визуальное отображение информации о значениях измеряемых параметров и состоянии СИ и технологического оборудования на оперативной панели оператора или АРМе;
- хранение результатов измерений;
- диагностика оборудования измерительной установке,
- местное управление и настройка измерительной установки;
- передача информации в систему телемеханики и на верхний уровень по согласованным протоколам.

Блок контроля и управления (БКУ):

- ИБП шкафа ТМ. Работа от батареи;
- ИБП шкафа ТМ. Неисправность;
- ИБП шкафа ТМ. Заменить батарею.

Все описанные выше объемы автоматизации обеспечиваются средствами комплектной автоматики АГЗУ. Информация об измеренных параметрах и ходе технологического процесса передается в проектируемую АСУ ТП по радиоканалу.

5. Блок напорной гребенки:

Проектируемый блок гребенки предназначен для распределения, измерения расхода и давления воды, закачиваемой в нагнетательные скважины системы поддержания пластового давления. По требованию заказчика предусмотрена установка блоков гребенки на кустовых площадках на рабочее давление 25,0 МПа на 4 подключения.

В части автоматизации для БНГ предусматривается:

- дистанционный замер текущего и интегрального расхода воды, закачиваемой в нагнетательную скважину;
- давление воды в коллекторе;
- температура в коллекторе;
- контроль загазованности в блоке напорной гребенки;
- автоматическое включение вентилятора и свето-звуковой сигнализации в БНГ при достижении порога загазованности 10%/НКПРП;
- автоматическое отключение всех токоприемников (кроме вентилятора) и включение аварийной свето-звуковой сигнализации при достижении порога загазованности 20% НКПРП;
- сигнализация несанкционированного доступа в БНГ.

6. Скважинная установка дозирования реагента (СУДР):

СУДР оснащается необходимыми средствами контроля и автоматики на заводе-изготовителе и обеспечивает передачу в проектируемую АСУ ТП следующих параметров (RS-485, протокол Modbus RTU):

- телеконтроль состояния дозировочных агрегатов, насоса закачки («вкл.»,

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ	Лист
							9

«ВЫКЛ.»);

- управление пуском и остановкой насосного агрегата в ручном режиме непосредственно оператором;
  - контроль и сигнализация предельных значений давления дозирующего насоса;
  - контроль и сигнализация нижнего уровня реагента;
  - автоматическое поддержание температуры реагента в баке;
  - сигнализация несанкционированного доступа в установку.
7. Дренажная емкость  $V=12,5 \text{ м}^3$ :
- измерение уровня в емкости.
8. Задвижка на нефтесборном трубопроводе:
- телесигнализация положения задвижки: открыта/закрыта;
  - телеуправление задвижкой: открыть/закрыть;
  - закрытие задвижки по сигналу «Авария»;
  - сигнализация неисправности.

В соответствии с СП 231.1311500.2015 задвижка обеспечивает возможность отключения куста скважин от общей нефтесборной сети месторождения, проектом предусматривается автоматическое закрытие отсекающей задвижки при пожаре и разгерметизации трубопроводной системы куста при падении давления в системе ниже 1,0 МПа.

9. Решения по пожарной и газовой безопасности.

В помещениях с категорией взрыво- и пожароопасности В-1а по ПУЭ (ЗУ) заводами изготовителями предусмотрена стационарная система автоматического непрерывного контроля загазованности и автоматическим управлением вентиляцией (включение вентилятора при загазованности 10%НКПВ), автоматическим отключением технологического оборудования (кроме вентилятора) при достижении порога 20%НКПВ, а также включением местной световой и звуковой сигнализации при достижении пороговых значений (10%НКПВ, 20%НКПВ).

В БНГ предусматривается установка комплектных датчиков загазованности и свето-звуковой сигнализации, автоматическое управление вентиляцией и свето-звуковой сигнализацией ведется через кустовой контроллер телемеханики.

На наружных установках с категорией взрыво- и пожароопасности В-1г по ПУЭ (устья добывающих скважин, СУДР, дренажная емкость, задвижка электроприводная) предусмотрен непрерывный контроль загазованности стационарными газоанализаторами, а также включение местной световой и звуковой сигнализации при достижении пороговых значений (10%НКПВ, 20%НКПВ).

Система охранно-пожарной сигнализации предусмотрена в соответствующем разделе проекта. В проектируемом блоке местной автоматики предусматривается установка прибора охранно-пожарной сигнализации, с выводом сигналов в систему телемеханики по интерфейсу RS-485:

- «пожар»: обобщенный сигнал;
- «неисправность» прибора ПС.

Для блочного технологического оборудования (ЗУ, КТП, БГ) система пожарной сигнализации поставляется комплектно, обеспечивается отключение вентиляции при

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

A-128-1821-ИОС7.2-ТЧ

пожаре.

10. Для линейной части проектом по автоматизации предусматривается:
  - местный контроль давления до и после узла запорной арматуры.
11. Передача параметров с КТПН:
  - активная мощность;
  - реактивная мощность;
  - коэффициент мощности;
  - активная прямая энергия;
  - активная обратная энергия;
  - реактивная прямая энергия;
  - реактивная обратная энергия;
  - напряжение фазы А;
  - напряжение фазы В;
  - напряжение фазы С;
  - ток фазы А;
  - ток фазы В;
  - ток фазы С.

Обмен информацией между шкафом ТМ и контроллерами станций управления УЭЦН, шкафом ЛСУ АГЗУ, осуществляется по средствам кабельных соединений.

Вывод параметров СУДР реализован по радиоканалу.

ЭЦН подключен с помощью интерфейсного соединения для передачи измерительных сигналов в реальном времени.

Передача данных от кустов скважин на существующую систему диспетчерского контроля и управления кустовой телемеханики АДКУ2000+ Урманского месторождения осуществляется по каналу БШД.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ			11



На открытых установках для контроля загазованности применены датчики загазованности, с исполнением по взрывозащите 1ExdIICT4.

Наибольшую объемную долю в смеси выделяемых газов занимает метан. Относительная плотность метана по воздуху 0,882. Согласно ТУ-ГАЗ-86 при выделении газов с плотностью по воздуху менее 1 датчики ДВК в помещениях устанавливаются над источником.

Для сигнализации загазованности применены посты аварийной сигнализации, с исполнением по взрывозащите 1ExdIICT4.

На открытых установках датчики сигнализаторов располагаются на высоте 0,5+1 м от нулевой отметки.

Радиус обслуживания одного датчика не превышает 10 м, согласно ТУ-ГАЗ-86.

Периодическое измерение концентрации газов на территории кустовой площадки осуществляется с помощью переносных приборов СГГ-20Н с уровнем взрывозащиты Exd «взрывонепроницаемая оболочка». При достижении концентрации взрывоопасных веществ 10 % НКПРП (порог срабатывания «1») и 20 % НКПРП (порог срабатывания «2») подаются звуковой и световой сигнал.

Группа макроклиматических районов и категория размещения средств автоматизации по ГОСТ 15150-69 УХЛ1 (-60...+40°C).

Степень защиты IP по ГОСТ 14254-96 для приборов, расположенных в пожароопасных зонах не ниже IP 65.

В помещениях класса В-1а электрические датчики и сигнализаторы имеют взрывозащищенное исполнение. Вид взрывозащиты выбран в соответствии с взрывоопасной зоной, согласно ПУЭ 7.3.65.

На установках класса В-1г электрические датчики и сигнализаторы имеют взрывозащищенное исполнение. Вид взрывозащиты выбран в соответствии с взрывоопасной зоной, согласно ПУЭ 7.3.65.

Все приборы и средства автоматизации должны иметь следующую, действующую на момент проведения пуско-наладочных работ, документацию:

- заводские паспорта, руководства по эксплуатации;
- разрешения на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;
- действующие сертификаты соответствия требованиям промышленной и пожарной безопасности;
- действующие сертификаты соответствия ГОСТ Р для взрывозащищенного оборудования;
- действующие сертификаты соответствия и утверждения типа средств измерений (СИ);
- методики выполнения измерений, не включенные в руководства по эксплуатации средств измерений и аттестованные в ГНМЦ Ростехрегулирования или в органах, аккредитованных на этот вид деятельности;
- технические описания и инструкции по эксплуатации, монтажу, техническому обслуживанию и ремонту на русском языке;
- свидетельство о поверке СИ со сроком действия не менее половины межповерочного интервала;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Взам. инв. №
							Подп. и дата

– методики поверки СИ.

Все вышеперечисленные сертификаты, свидетельства и методики должны входить в состав документации поставщика оборудования.

Срок действия свидетельства о поверке должен составлять не менее половины межповерочного интервала на момент проведения пуско-наладочных работ.

Применяемые средства автоматизации соответствуют требованиям технического регламента ТР ТС 012/2011.

Расчетный срок службы контрольно-измерительных приборов – не менее 10 лет.

Для КИП и А предусматривается ЗИП в объеме не менее 5 % для каждого типа изделия, но не менее одного изделия.

КИП и А предусматриваются с показателями точности и надежности не хуже значений, приведенных в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели точности и надежности КИП и А

Номер	Технические средства полевой автоматики	Основная приведенная погрешность измерения (преобразования), %	Наработка на отказ, час
1	2	3	4
1	Датчики давления	0,2	10000
2	Датчики расхода (технологические)	1,0	
3	Датчики уровня	±2 мм	
4	Счетчики оперативного учета жидкости	0,2	
6	Нормирующие преобразователи	0,5	10000
7	Вторичные приборы	1,0	
8	Исполнительные механизмы	-	
9	Датчики температуры	Абсолютная погрешность измерения (преобразования), 0,2 °С	

Интервал калибровки или периодичность поверки манометров - 1 год.

Интервал калибровки или периодичность поверки датчиков давления, термопреобразователей, расходомеров - 4 года.

Метрологический контроль и надзор за средствами измерений должны осуществляться централизованно метрологической службой филиала «Газпромнефть–Восток».

В связи с прямыми измерениями параметров температуры, давления и параметров сигнализации не требуется разработка методик выполнения данных видов измерений.

Методы и средства поверки отдельных средств измерений или комплексов указаны в эксплуатационной документации на данные комплексы и средства измерений.

Метрологические характеристики автоматизированных систем управления технологическим процессом и энергосбережения, а также методика калибровки (поверки) измерительных каналов и каналов аналогового управления комплекса

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

приводятся в «Руководстве по эксплуатации» и «Инструкции по калибровке» на данное оборудование (систему).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

A-128-1821-ИОС7.2-ТЧ

**6 РАЗМЕЩЕНИЕ И МОНТАЖ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АСУ ТП**

Монтаж систем автоматизации и кабельной продукции выполняется в соответствии с рабочей документацией, с учетом требований заводов-изготовителей приборов и средств автоматизации, с соблюдением требований нормативных документов ПУЭ, СП 77.13330.2016.

Первичные преобразователи и датчики технологических параметров, монтируемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах, устанавливаются на закладных конструкциях, предусмотренных в технологической части проекта.

Климатическая характеристика района строительства по СНиП 23-01-99 до (-56°С). Приборы, импульсные линии и отборы давления устанавливаемые на открытых технологических площадках для обеспечения надежной эксплуатации в условиях низких температур окружающего воздуха обогреваются термоизоляционными материалами.

Проектируемая станция телемеханики, шкаф управления АГЗУ размещаются в помещении проектируемых БКУ кустовой площадки.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

A-128-1821-ИОС7.2-ТЧ

## 7 КАБЕЛЬНЫЕ И ТРУБНЫЕ ПРОВОДКИ

Внешние электрические проводки предусмотрены контрольными кабелями с медными жилами в оболочке из поливинилхлоридного пластика пониженной горючести нг-LS-ХЛ различных емкостей. Кабели прокладываются по кабельной эстакаде (проектируемой и существующей) на высоте не менее 2,5м от уровня земли на отдельной от электрических кабелей кабельной полке в стальном коробе (п.п. 2.1.11, 2.1.46, 2.1.47, 2.3.15 ПУЭ).

Для подключения аналоговых и интерфейсных сигналов применяются экранированные кабели.

Предусмотреть резерв жил кабеля в количестве 10% от количества рабочих, но не менее одной жилы.

Во взрывоопасных зонах категории В-1а небронированные кабели прокладываются в закрытых коробах, либо стальных водогазопроводных трубах согласно ПУЭ.

В целях пожарной безопасности внутри коробов должны устанавливаться огнепреградительные пояса: на вертикальных участках - на расстоянии не более 20 м, а также при проходе через перекрытие; на горизонтальных участках - при проходе через перегородки (п. 2.3.124 (5) ПУЭ).

В местах прохода кабелей через стены или выхода их наружу проход должен быть выполнен в трубе с заделкой зазоров между кабелями и трубой легкоудаляемой массой из несгораемого материала (огнестойким герметиком) с обеспечением предела огнестойкости проёма не менее предела огнестойкости стены (п. 7 ст. 82 Федерального закона от 22.07.2008г. № 123-ФЗ, п.2.1.58, п.7.3.112 ПУЭ, п. 6.3.1.13 СП 76.13330.2016).

Кабели (в том числе бронированные), расположенные в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц), должны быть защищены по высоте на 2 м от уровня пола или земли и на 0,3 м в земле (п.п. 2.3.15 ПУЭ).

На пересечениях с автодорогой кабели прокладываются по кабельной эстакаде на высоте 6,0м (не менее 4,5м) от полотна автомобильной дороги (пожарного проезда) (п.п. 2.3.133, 2.3.134 ПУЭ, п. 3.50 СП 18.13330.2011).

При совмещении кабелей и трубопроводов на эстакаде расстояние между трубопроводами и кабельными конструкциями должно быть не менее 0,5 м (п. 6.5.50 СП 4.13130.2009).

Контрольные и силовые кабели прокладываются на разных кабельных полках, искробезопасные цепи прокладываются в отдельных коробах от искроопасных цепей.

Проектом предусмотрена защита кабелей от механических повреждений при выходе из коробов путем прокладки кабелей в металлорукаве гибком оцинкованном с уплотнением Ду18 РЗ-Ц-Х-18-УЗ. (п.п. 2.3.15, 2.1.47 ПУЭ).

Конструкция кабельных эстакад представлена в части АС.

Прокладка контрольных кабелей допускается пучками на лотках и многослойно в металлических коробах при соблюдении следующих условий:

- наружный диаметр пучка кабелей должен быть не более 100 мм.
- высота слоев в одном коробе не должна превышать 150 мм.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ						17
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

- в пучках и многослойно должны прокладываться только кабели с одностипными оболочками.
- крепление кабелей в пучках, многослойно в коробах, пучков кабелей к лоткам следует выполнять так, чтобы была предотвращена деформация оболочек кабелей под действием собственного веса и устройств крепления.
- в каждом направлении кабельной трассы следует предусматривать запас емкости не менее 15 % общей емкости коробов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

### 8 ПИТАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

Технические средства автоматизации относятся к первой категории электроприемников по надежности электроснабжения. Электроснабжение приборов и средств автоматизации выполнено по первой категории надежности электроснабжения. Надежность электроснабжения обеспечивается:

- питанием КТП от двух разных ВЛ-6кВ (проект.);
- наличием пункта АВР на стороне 6кВ (проект.).

Для резервирования питания оборудования автоматизации установлен источник бесперебойного питания, обеспечивающий и работу шкафа телемеханики, шкафа управления ЗУ и шкафа связи в течение 2 часов.

Для электропитания приборов и средств автоматизации используется переменный ток напряжением 380/220 В и частотой 50 Гц.

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.

Для защитного заземления средств автоматизации используется контур защитного заземления БКУ, а также индивидуальные точки (шины) заземления для датчиков по месту монтажа.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

A-128-1821-ИОС7.2-ТЧ

## 9 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

В проекте выполнены все необходимые мероприятия, обеспечивающие безопасную работу объекта, а именно:

– во взрывоопасных зонах и помещениях установлены приборы во взрыво- и искробезопасном исполнении или с искробезопасными цепями.

Лицами, ответственными за ввод в эксплуатацию сооружений, должен быть разработан план эксплуатации и технического обслуживания систем инженерно-технического обеспечения, включая периодические контрольные проверки, для поддержания требуемой функциональной безопасности в период эксплуатации и технического обслуживания систем (ГОСТ 53195.2-2008).

Эксплуатация, техническое обслуживание, ремонт и периодический контроль систем автоматизации и комплексной системы безопасности должны осуществляться таким образом, чтобы в период эксплуатации систем поддерживались заданные требования функциональной безопасности.

Специализированный персонал должен организовывать и проводить работы, связанные с ТО и ТР систем, в строгом соответствии с действующими законами Российской Федерации, техническими регламентами, п. 5 ГОСТ Р 54101-2010 и в соответствии с требованиями, предъявляемыми национальными стандартами, сводами правил и технической (эксплуатационной) документацией на системы и их составные части, а также с регламентами на проведение ТО и ТР систем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	A-128-1821-ИОС7.2-ТЧ			

### 10 РЕШЕНИЯ ПО ЧИСЛЕННОСТИ, КВАЛИФИКАЦИИ И ФУНКЦИЯМ ПЕРСОНАЛА АСУ ТП, РЕЖИМАМ ЕГО РАБОТЫ, ПОРЯДКУ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ

Режим работы оперативного персонала с системой – периодический, без постоянного присутствия.

Пользователями Системы являются технологические и оперативные службы Заказчика.

Ремонт и техобслуживание комплекса технических средств АСУ ТП, а также программное сопровождение должны выполнять специализированные производственные подразделения. Вид технического обслуживания комплекса технических средств - периодический. Профилактическое обслуживание должно производиться раз в 3 месяца.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ

## 11 ОПИСАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Программное обеспечение (ПО) должно обеспечивать выполнение всех функций, реализуемых Системой.

Станция телемеханики поставляется комплектно с программным обеспечением.

ПО ПЛК должно иметь возможность выполнять следующие функциональные задачи:

- задание с верхнего уровня на ПЛК всех уставок для работы технологических защит и блокировок;
- задание с верхнего уровня на ПЛК типоразмеров датчиков и типов термодатчиков (при измерении этих параметров не должна возникать необходимость внесения изменения в алгоритмах ПЛК);
- блокировки датчиков, участвующих в отработке технологических защит и аварий, с верхнего уровня, с целью исключить его из анализа;
- снятия и установки защит и аварий с верхнего уровня;
- проведения инициализации всех уставок, типоразмеров датчиков и термодатчиков базовыми значениями с верхнего уровня при холодном перезапуске системы.

ПО Системы должно строиться по модульному принципу.

Операционная система, служебные программы, связанное ПО и базовое ПО должны быть стандартными и основываться на широкодоступных программных пакетах.

Требования к составу документации по программному обеспечению:

- состав документации по программному обеспечению определяется РД 50-34.698-90.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	22	

## 12 ССЫЛОЧНЫЕ И НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, пункта, подпункта, перечисления, приложения, разрабатываемого документа, в котором дана ссылка
СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности	п.4
ТУ-ГАЗ-86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов	п.5
ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками	п.5
ПУЭ Правила эксплуатации электроустановок	п.5
СП 77.13330.2016 Системы автоматизации	п.6
ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности	п.6
Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ	п.6
СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства	п.6
СП 18.13330.2011 Генеральные планы промышленных предприятий	п.6
СП 4.13130.2013 Свод правил Системы противопожарной защиты ограничение распространения пожара на объектах защиты требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям	п.6
ГОСТ 53195.2-2008 Безопасность функциональная связанных с безопасностью зданий и сооружений систем. Часть 1. Основные положения	п.8
ГОСТ Р 54101-2010 Средства автоматизации и системы управления. Средства и системы обеспечения безопасности. Техническое обслуживание и текущий ремонт	п.8
РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов	п.10

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

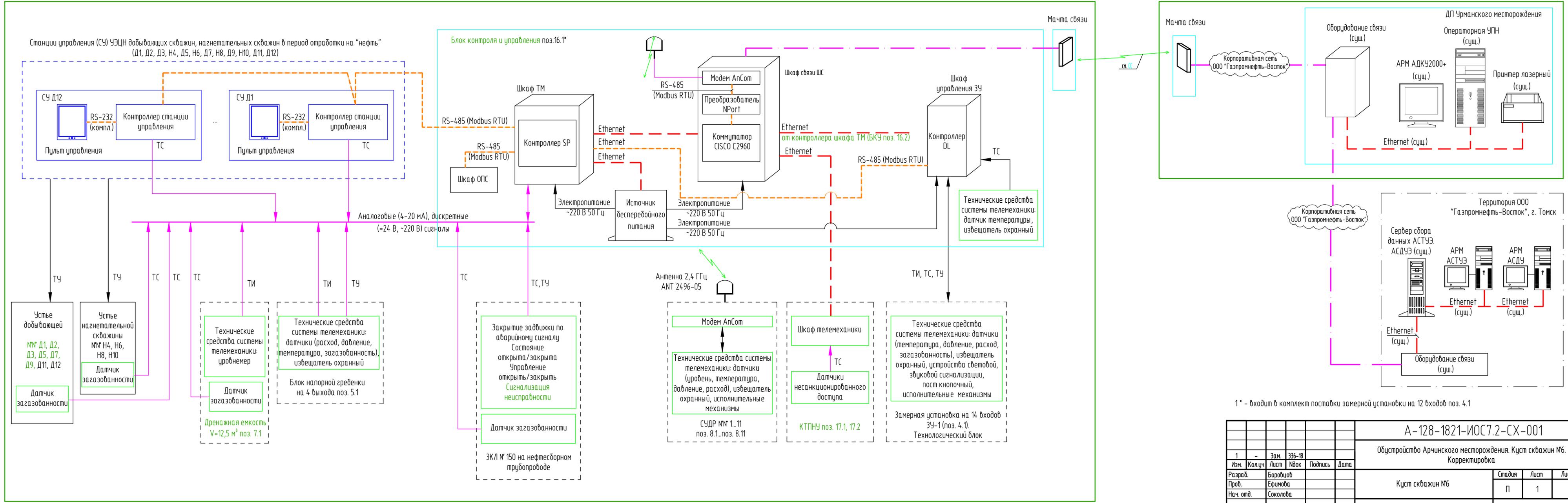
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

А-128-1821-ИОС7.2-ТЧ

Лист

23

# Куст скважин №6



1\* - входит в комплект поставки замерной установки на 12 входов поз. 4.1

						<b>A-128-1821-ИОС7.2-СХ-001</b>			
						Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка			
1	-	Зам.	336-18			Куст скважин №6			
Изм.	Кол.уч	Лист	Вдок	Подпись	Дата				Стадия
Разраб.	Боробцов					Куст скважин №6	П	1	Листов
Проб.	Ефимова								
Нач. отд.	Соколова					Замерная установка на 12 входов (поз. 4.1). Структурная схема АСУиТП			
Н. контр.	Ефимова								
ГИП	Тарзимин					ООО ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"			

Согласовано

Взам. инб. Н

Подпись и дата

Инф. N подл.

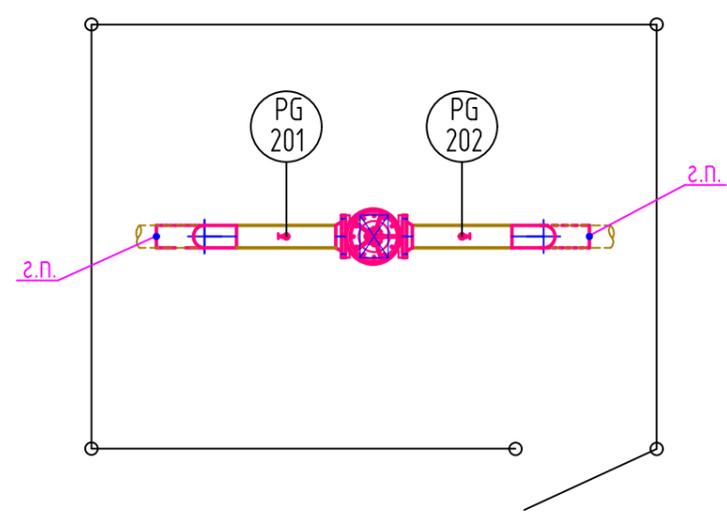




Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр показывающий коррозионностойкий, МП4-У, класс точности 1,5, пределы измерения 0-6,0 МПа	8	PG201... PG208

Площадки ЧЗА №1, 2, 3, 4



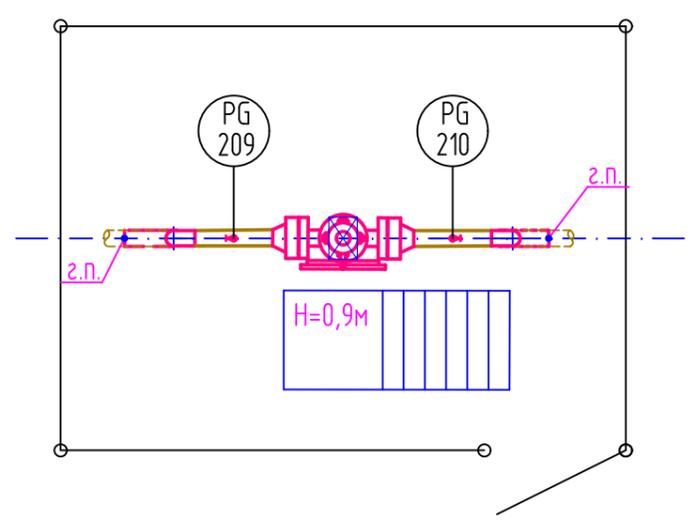
Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

A-128-1821-ИОС7.2-СХ-004						
Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка						
Изм.	Кол.уч	Лист	Идок	Подпись	Дата	
Разраб.		Бороцов				
Проб.		Ефимова				
Нач. отд.		Соколова				
Н. контр.		Ефимова				
ГИП		Орлова				
Нефтедоборный трубопровод куст 6-УДР ДНС Арчинского м/р.				Стадия	Лист	Листов
				П	4	
Нефтедоборный трубопровод. Схема автоматизации				000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"		

### Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр показывающий коррозионностойкий, МП4-У, класс точности 1,5, пределы измерения 0-40,0 МПа	8	PG209..PG216

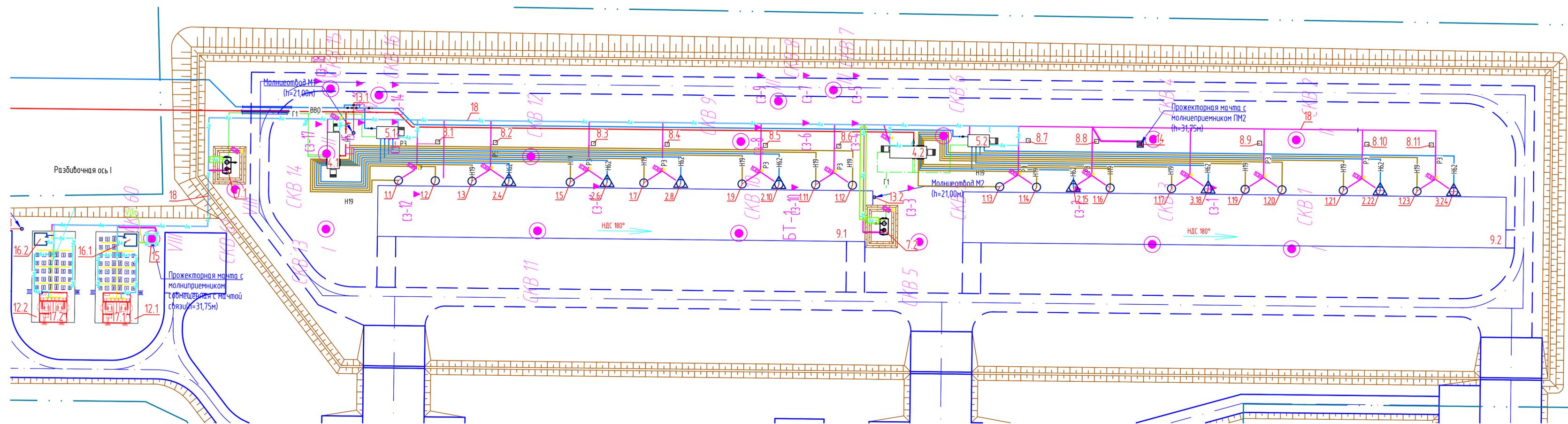
Площадки ЧЗА №1, №2, №3, №4



Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	

A-128-1821-ИОС7.2-СХ-005						
Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка						
Изм.	Кол.уч	Лист	Идок	Подпись	Дата	
Разраб.	Боровцов					
Проб.	Ефимова					
Нач. отд.	Соколова					
Н. контр.	Ефимова					
ГИП	Орлова					
Высоконапорный водовод точка врезки 44Р-куст 6				Стадия	Лист	Листов
				П	5	
Высоконапорный водовод. Схема автоматизации				000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"		

Этап: чертёж объектного строительства ООО ПК "Электротехнопроект".  
 This drawing is the property of "ElektrotehnoProekt" and shall not be  
 copied or used in any way without the written consent of the author.  
 © 2014



**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

Обозначение	Наименование
— АК — АК —	Кабель контрольный
⊗ [ ]	Пост аварийной световой и звуковой сигнализации
●	Зона обслуживания датчика загазованности
●	Датчик загазованности

**Экспликация зданий и сооружений**

Номер на плане	Наименование	Количество
<b>Второй этап строительства</b>		
1.1	Устье скважины добывающей	1
4.1	Замерная установка на 12 входов (блок технологический)	1
7.1	Ёмкость дренажная V=12,5 м³	1
8.1	Скважинная установка дозирования реагента	1
9.1	Место установки площадки под ремонтный агрегат и площадки под ремонтные мостки	1
10.1, 10.2	Искусственный водоём V=480 м³	2
11.1, 11.2	Площадка для размещения пожарной техники	2
12.1	Площадка электрооборудования	1
13.1	Молниевод М1	1
15	Мачта связи ПМС-24 совмещённая с прожекторной мачтой ПМ1	1
16.1	Блок контроля и управления	1
17.1	КТПНУ	1
18	Эстакада	1
<b>Четвёртый этап строительства</b>		
1.2	Устье скважины добывающей	1
<b>Пятый этап строительства</b>		
1.3	Устье скважины добывающей	1
8.2	Скважинная установка дозирования реагента	1
<b>Шестой этап строительства</b>		
2.4	Устье скважины нагнетательной	1
<b>Седьмой этап строительства</b>		
5.1	Блок напорной гребенки на 4 выхода	1
<b>Восьмой этап строительства</b>		
1.5	Устье скважины добывающей	1
8.3	Скважинная установка дозирования реагента	1
<b>Девятый этап строительства</b>		
2.6	Устье скважины нагнетательной	1
<b>Десятый этап строительства</b>		
1.7	Устье скважины добывающей	1
8.4	Скважинная установка дозирования реагента	1
<b>Одинадцатый этап строительства</b>		
2.8	Устье скважины нагнетательной	1
<b>Двенадцатый этап строительства</b>		
1.9	Устье скважины добывающей	1
8.5	Скважинная установка дозирования реагента	1
<b>Тринадцатый этап строительства</b>		
2.10	Устье скважины нагнетательной	1
<b>Четырнадцатый этап строительства</b>		
1.11	Устье скважины добывающей	1
8.6	Скважинная установка дозирования реагента	1
<b>Пятнадцатый этап строительства</b>		
1.12	Устье скважины добывающей	1

№	Наименование	Количество
<b>Шестнадцатый этап строительства</b>		
1.18	Устье скважины добывающей	1
4.2	Замерная установка на 12 входов (блок технологический)	1
5.2	Блок напорной гребенки на 4 выхода	1
7.2	Ёмкость дренажная V=12,5 м³	1
8.7	Скважинная установка дозирования реагента	1
9.2	Место установки площадки под ремонтный агрегат и площадки под ремонтные мостки	1
13.2, 13.3	Молниевод М2, М3	2
14	Пржекторная мачта ПМ2	1
12.2	Площадка электрооборудования	1
16.2	Блок контроля и управления	1
17.2	КТПНУ	1
<b>Семнадцатый этап строительства</b>		
1.14	Устье скважины добывающей	1
<b>Восемнадцатый этап строительства</b>		
2.15	Устье скважины нагнетательной	1
<b>Девятнадцатый этап строительства</b>		
1.16	Устье скважины добывающей	1
8.8	Скважинная установка дозирования реагента	1
<b>Двадцатый этап строительства</b>		
1.17	Устье скважины добывающей	1
<b>Двадцать первый этап строительства</b>		
3.18	Устье скважины нагнетательной	1
<b>Двадцать второй этап строительства</b>		
1.19	Устье скважины добывающей	1
8.9	Скважинная установка дозирования реагента	1
<b>Двадцать третий этап строительства</b>		
1.20	Устье скважины добывающей	1
<b>Двадцать четвёртый этап строительства</b>		
1.21	Устье скважины добывающей	1
8.10	Скважинная установка дозирования реагента	1
<b>Двадцать пятый этап строительства</b>		
2.22	Устье скважины нагнетательной	1
<b>Двадцать шестой этап строительства</b>		
1.23	Устье скважины добывающей	1
8.11	Скважинная установка дозирования реагента	1
<b>Двадцать седьмой этап строительства</b>		
3.24	Устье скважины нагнетательной	1

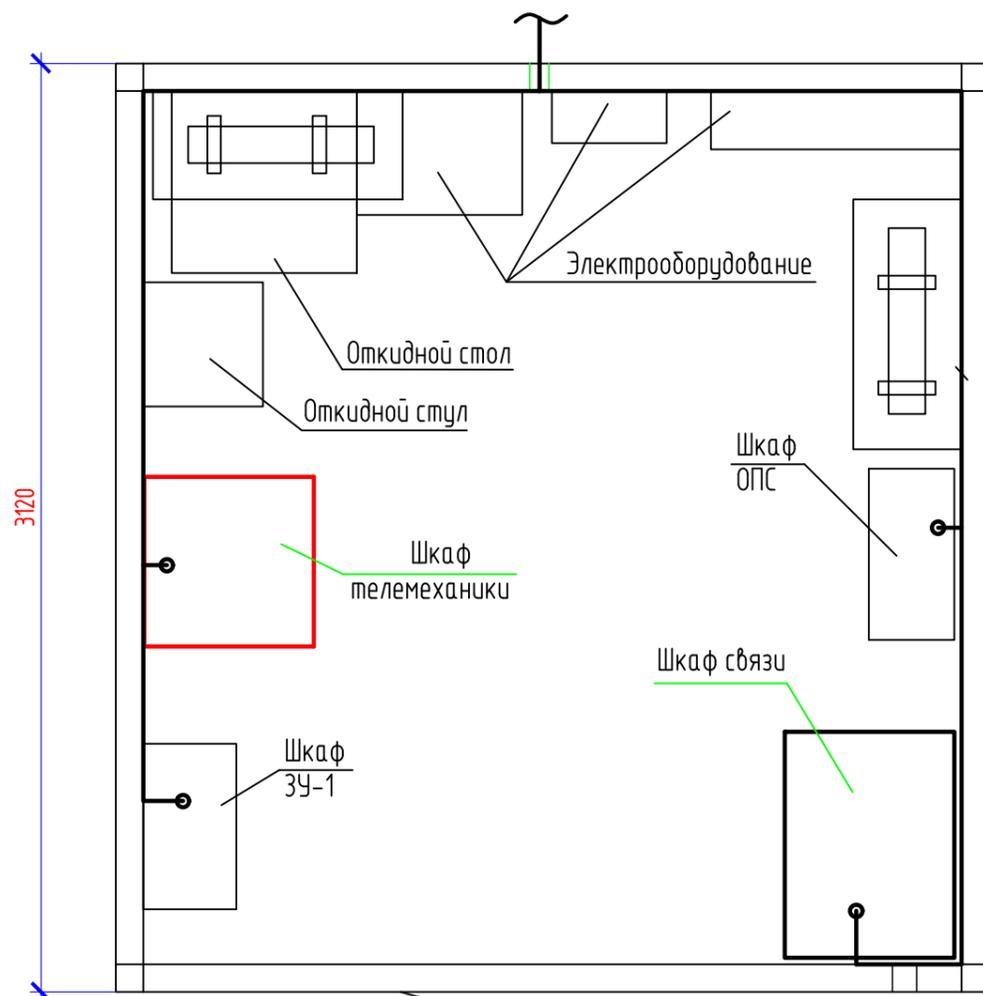
**А-128-1821-ИОС7.2-4-006**  
 Оборудование Арчского месторождения. Куст скважин №6  
 Корректировка

Изм.	Колуч	Лист	Номер	Подпись	Дата
2	-	38	18		
1	-	38	18		

Разреш. [Подпись] [Секунда] [Дата]  
 Проект. [Подпись] [Секунда] [Дата]  
 Нач. отд. [Подпись] [Секунда] [Дата]  
 Н. комп. [Подпись] [Секунда] [Дата]

Куст скважин №6. План прокладки кабельных трасс.

800 пр. "Электротехнопроект"  
 Форма АБ

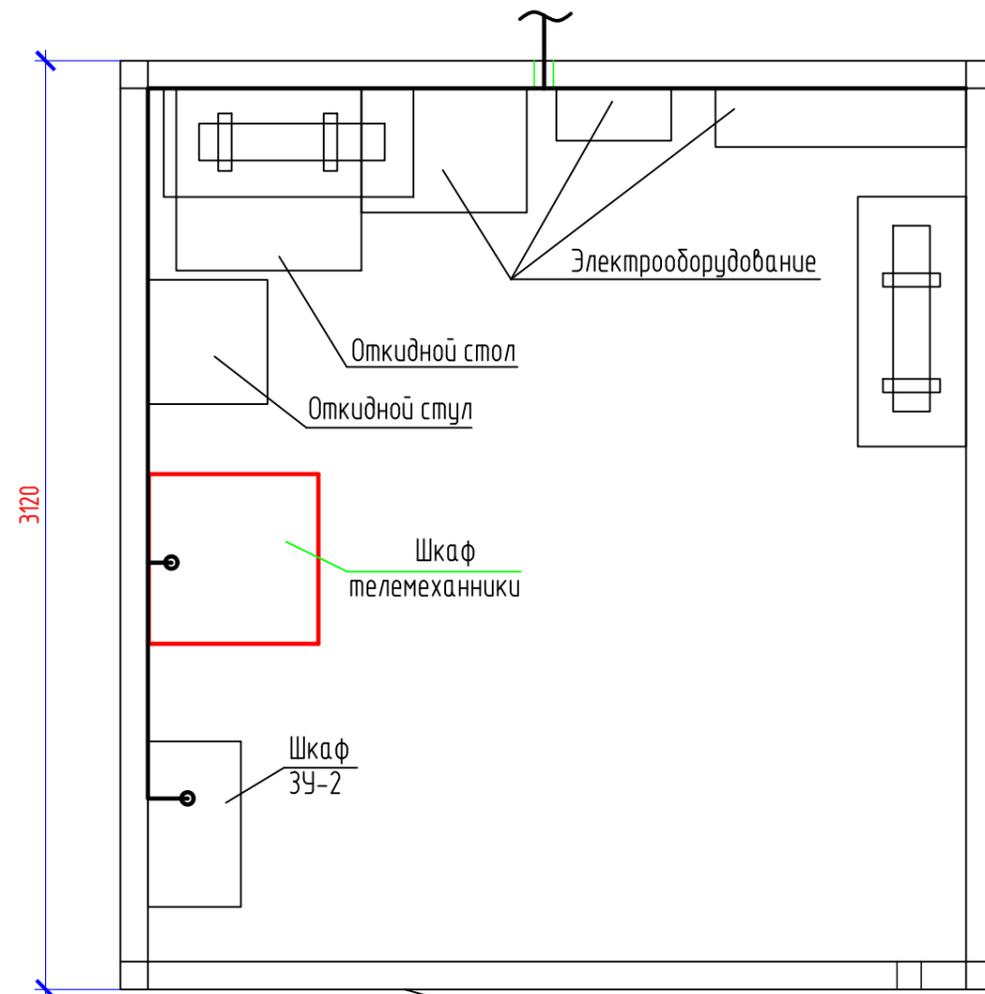


1. В проектируемом БКУ предусмотреть место под: панель противопожарных устройств с АВР (ППУ - 400x300(ш)x150(гл)); место под ящик наружного освещения (Я1); место под шкаф для электрообогрева трубопровода (ШУЭ1 - 800x600(ш)x400 (гл.)).
2. Место установки приборов уточнить при монтаже

Согласовано			
Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	

						А-128-1821-ИОС7.2-4-007				
						Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка				
1	-	Зам.	336-18			Куст скважин №6		Стадия	Лист	Листов
Изм.	Кол.уч	Лист	Идок	Подпись	Дата			П	7	
Разраб.	Зинатуллина					Блок контроля и управления поз.16.1. План расположения оборудования		000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"		
Проб.	Соколова									
Нач. отд.	Соколова									
Н. контр.	Соколова					Блок контроля и управления поз.16.1. План расположения оборудования		000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"		
ГИП	Кашаев									

Согласовано	
Взам. инв. N	
Подпись и дата	
Инв. N подл.	



1. В проектируемом БКЧ предусмотреть место под: панель противопожарных устройств с АВР (ППУ – 400х300(ш)х150(гл)); место под ящик наружного освещения (Я1); место под шкаф для электрообогрева трубопровода (ШУЭ1 – 800х600(ш)х400 (г.л.)).
2. Место установки приборов уточнить при монтаже

						А-128-1821-ИОС7.2-4-008			
						Обустройство Арчинского месторождения. Куст скважин №6. Корректировка			
1	-	Зам.	336-18			Куст скважин №6			
Изм.	Кол.уч	Лист	Идок	Подпись	Дата				
Разраб.	Зинатуллина					Блок контроля и управления поз.16.2. План расположения оборудования	Стадия	Лист	Листов
Проб.	Соколова						П	8	
Нач. отд.	Соколова						000 ПФ "Уралтрубопроводстройпроект"		
Н. контр.	Соколова								
ГИП	Кашаев								