

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Опыт применения модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды на метаноугольных пластах месторождения «Х» (Кемеровская область).

УДК 622.279.013.36-335

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Витик Артём Владиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульников Маргарита Радиевна	К.Г.Н		

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД, ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатолевна			

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	24,ПК-25,ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
з-2Б53Т	Витик Артёму Владиславовичу

Тема работы:

Опыт применения модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды на метаноугольных пластах месторождения «Х» (Кемеровская область).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1653/с от 01.03.2019 г.
Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Фондовые материалы, Техническое задание ООО «Газпром добыча Кузнецк», Руководство по эксплуатации модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды, Руководство по эксплуатации блока управления электроприводом «ESD-VCX».
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.1 Обоснование выделения объектов в разработку; 1.2 Стимуляция притока в угольных пластах; 1.3 Программа освоения разведочных скважин; 1.4 Работа на установившемся режиме; 1.5 Рекомендации по направлениям использования добываемого метана; 1.6 Рекомендации по утилизации попутно извлекаемой воды; 2.1 Основные задачи и цели создания; 2.2 Требования к функциональным возможностям, 2.3 Требования к составу; 2.4 Требования к программному обеспечению; 2.5 Требования к информационному обеспечению; 3.1 Характеристика рабочей среды; 3.2 Основные технические характеристики; 3.3 Описание технологического процесса;

	3.4 Состав основного оборудования модульной установки замера и регулирования; 4.1 Основные функции блока; 4.2 Условия эксплуатации; 4.3 Устройство и работа; 4.4 Общее описание алгоритма работы блока; 4.5 Сравнительная характеристика блоков управления; 5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности; 5.2 Планирование научно-исследовательских работ; 5.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования; 6.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды; 6.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны; 6.3 Охрана окружающей среды; 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях; 6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
1. Особенности добычи метана из угольных пластов. 2. Модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды. 3. Применение модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды на X месторождении (Кемеровской области). 4. Подбор аналога импортному блоку управления электропривода.	Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Киселева Елена Станиславовна
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Особенности добычи метана из угольных пластов.
Модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды.
Применение модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды на X месторождении (Кемеровской области).
Подбор аналога импортному блоку управления электропривода.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
Социальная ответственность.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2019
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Витик Артём Владиславович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.05.2019	Особенности добычи метана из угольных пластов	10
29.05.2019	Модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды	10
29.05.2019	Применение модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды на X месторождении (Кемеровской области)	20
29.05.2019	Подбор аналога импортному блоку управления электропривода	30
25.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
29.05.2019	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу текстовой информации пояснительной записки, 8 рисунков, 19 таблиц, 15 источников и ссылок на используемую литературу.

Ключевые слова: метанугольное месторождение, гидродинамическая водоочистная установка, модульная установка замера и регулирования, узел учета газа, узел учета воды, шкаф автоматики, контрольно – измерительные приборы.

Исследуемым объектом являются модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды на месторождении X (Кемеровской области).

Цель работы – рассмотреть и изучить особенности эксплуатации и эффективного применения модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды месторождения X (Кемеровской области). Для достижения рассматриваемых общих задач выпускной квалификационной работы необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить особенности добычи метана из угольных пластов на месторождении X;
2. Изучить необходимую техническую документацию;
3. Подобрать аналоги импортному оборудованию;
4. Выявить техническую и экономическую эффективность замены оборудования

В результате доработанная установка может использоваться для замера и регулирования природного газа и пластовой воды на различных промышленных предприятиях. Эта система повысит производительность, повысит точность и надежность измерений, уменьшит количество несчастных случаев.

Содержание

Введение	14
1. Особенности добычи метана из угольных пластов.....	16
1.1 Обоснование выделения объектов в разработку	16
1.2 Стимуляция притока в угольных пластах.....	17
1.3 Программа освоения разведочных скважин.....	19
1.4 Работа на установившемся режиме	20
1.5 Рекомендации по направлениям использования добываемого метана	21
1.5.1 Энергетическое направление	22
1.5.2 Мотор–генераторные электростанции	22
1.5.3 Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции	23
1.6 Рекомендации по утилизации попутно извлекаемой воды.....	25
1.6.1 Возможные методы утилизации и использования извлекаемой воды.....	26
1.6.2 Технологические методы по удалению и использованию извлекаемой воды.....	28
2. Модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды	30
2.1 Основные задачи и цели создания	30
2.2 Требования к функциональным возможностям	30
2.3 Требования к составу	32
2.3.1 Требования к узлу учета газа	33
2.3.2 Требования к узлу учета воды	33
2.3.3 Требования к модулю управления и электроснабжения.....	34
2.4 Требования к программному обеспечению	34
2.5 Требования к информационному обеспечению	35
3. Применение модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды на месторождении X (Кемеровской области).....	37
3.1 Характеристика рабочей среды.....	37
3.2 Основные технические характеристики.....	38
3.2.1 Технические характеристики шкафа автоматики	39

3.2.2 Технические характеристики контроллера.....	40
3.3 Описание технологического процесса	40
3.3.1 Нижний уровень системы.....	41
3.3.2 Средний уровень системы	43
3.3.3 Верхний уровень системы	44
3.3.4 Организация электропитания.....	44
3.3.5 Управление аналоговым параметром.....	47
3.3.6 Управление дискретным параметром	48
3.4 Состав основного оборудования модульной установки замера и регулирования	53
4. Подбор аналога импортному блоку управления электропривода.....	55
4.1 Основные функции блока	56
4.2 Условия эксплуатации	57
4.3 Устройство и работа.....	58
4.4 Общее описание алгоритма работы блока.....	60
4.5 Сравнительная характеристика блоков управления	62
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	66
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности.....	66
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	66
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	67
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	67
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	68
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	69
5.2.4 Расчет материальных затрат научно-технического исследования	71
5.2.5 Расчет основной заработной платы исполнителей темы	72
5.2.6 Расчет дополнительной заработной платы исполнителей темы	73
5.2.7 Расчет накладных расходов.....	74
5.2.8 Формирование бюджета затрат научно-технического исследования	74

5.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	75
Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	78
6 Социальная ответственность	80
6.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	81
6.1.1 Превышение уровней шума.....	81
6.1.2 Вибрация от работы установки замера и регулирования.....	82
6.1.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.....	82
6.1.4 Расчет искусственного освещения	84
6.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны.....	87
6.2.1 Электрический ток	87
6.2.2 Пожаровзрывобезопасность.....	89
6.3 Охрана окружающей среды.....	89
6.3.1 Экологическая безопасность.....	90
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии	95
6.5.1 Социальная защита пострадавших на производстве	96
Заключение	97
Список используемых источников	98
Приложение А.....	100

Обозначения и сокращения

ГДВУ - гидродинамическая водоочистная установка

ИБП - источник бесперебойного питания

ИЛ - измерительная линия;

КИП – контрольно измерительные приборы

КРС - коммутационно-распределительное устройство стоечного исполнения;

МУЗиР - модульная установка замера и регулирования

МУиЭ - модуль управления и энергоснабжения

ПМИ - программа и методика испытаний

ПК - персональный компьютер

ПЛК - программируемый логический контроллер

ПО - программное обеспечение

СИ - средства измерения

СУ - станция управления

ТЗ - техническое задание

ТСО - технические средства охраны

ЭД - эксплуатационная документация

УУГ - узел учета газа

УУВ - узел учета воды

ША - шкаф автоматики

ШСР - шкаф силовой распределительный

Введение

Роль метана внутри изучаемых и неразвитых угольных бассейнов открывает новое перспективное увеличение ресурсов углеводородных газов. Метан, как принято считать опасный попутчик угля, который постепенно переходит в статус ценных полезных ископаемых, подлежащий автономной разработке и попутной добычи в шахтах газоносных угольных месторождений в процессе комплексной поэтапной эксплуатации. Данная сфера добычи требует усовершенствования, применение инновационных технологий и оборудования.

Автоматизация в целом является неотъемлемой частью развития современного общества, символ прогресса. Основной целью автоматизации в различных областях является достижение более высокой точности и эффективности во всех операциях и процессах. В дополнение к постоянству качества продукции, автоматизация также предоставляет возможности для эксплуатационной гибкости, энергосбережения и безопасности на предприятии. В нефтегазовой отрасли автоматизация имеет особую актуальность, что связано в первую очередь с ее ведущей ролью в отечественной экономике.

Очевидно, что современные промышленные системы автоматизации, использующие в качестве элементов сложное высокотехнологичное оборудование, требуют, в свою очередь, и внедрения современных разработок в области электротехнического и силового оборудования. В качестве примера компаний, эффективно обслуживающих отечественную нефтегазовую промышленность и энергетику, можно привести ООО «Завод ПСА ЭлеСи», г Томск, реализующую широкий спектр изделий.

Политика импортозамещения имеет, как достоинства, так и недостатки.

К достоинствам следует отнести тот факт, что у российского производителя появилось больше возможностей реализовать свою продукцию на отечественном рынке.

Но у политики импортозамещения также имеются и отрицательные стороны. К ним можно отнести то, что значительный процент отечественной продукции не может конкурировать по показателям качества с аналогичной

продукцией западного производителя. Также негативно сказывается такой момент, как производственная мощность российских предприятий, которая зачастую не способна удовлетворить спрос на продукцию в полном объеме.

В данной работе рассматривается применение модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды, разработанная компанией ООО «Завод ПСА ЭлеСи» по техническому заданию ООО «Газпром добыча Кузнецк» на X месторождении, а также возможность ее усовершенствования и снижения стоимости за счет подбора аналогов импортному оборудованию.

Данная установка имеет значимую роль на метаноугольных месторождения, так как позволяет повысить производительность, увеличить точность и надежность измерений, а так же автоматически поддерживать на заданном уровне затрубное (забойное) давления путем изменения положения рабочего органа дроссельной задвижки, автоматически блокировать работу глубинного насосного оборудования и закрытия дроссельной задвижки при превышении аварийного уровня загазованности и срабатывания систем пожарной сигнализации, что позволяет безопасно производить добычу метана из угольных пластов.

1. Особенности добычи метана из угольных пластов

1.1 Обоснование выделения объектов в разработку

Определение объектов разработки и их границ производится по результатам геологоразведочных работ с применением геолого–структурной и гидродинамической моделей. Выделение объектов разработки и их границ в условиях метаноугольных месторождений осложняется природной изменчивостью объектов (таких как толщина (мощность) метаноносность, зольность, проницаемость угольных пластов), которые приводят к неопределенности исходных данных для моделирования. В процессе разработки месторождения границы объектов разработки могут корректироваться при уточнении промысловых характеристик объектов, изменении цены на газ или технологий его добычи.

Обоснование выделения эксплуатационных объектов и глубины разведочных скважин предопределяется:

- геолого–промысловыми характеристиками объектов;
- планируемым способом разработки;
- методом интенсификации газоотдачи.

Условно верхней границей объектов разработки служит изогаса $10 \text{ м}^3/\text{т}$ угля, но при получении промышленных притоков из пластов с меньшей метаноносностью верхняя граница может быть смещена к дневной поверхности.

Положение нижней границы объектов разработки предопределяется глубиной, на которой получен промышленный приток метана из наиболее глубоко залегающей (стратиграфически) метаноугольной залежи (или ее части) в пределах горного отвода.

Начальные емкостные и фильтрационные характеристики угольного пласта (метаноносность, газодинамические и фильтрационные параметры) предопределяют производительность и срок действия скважин, а также выбор технологий интенсификации газоотдачи угольных пластов. Например, при низкой проницаемости угольных пластов необходимо создание гидроразрыва, а

при высокой проницаемости и АВПД рационально применение пневмогидродинамического воздействия с кавернообразованием которое очищает трещины и повышает их зияние. Поэтому при определении объектов разработки чрезвычайно важно определение этих параметров.

На сегодняшний день оптимальные глубины для эффективной рентабельной добычи метана из угольных пластов составляют 500–1200 м. Глубины залегания пластов, как и тектонические напряжения в массивах угленосных толщ способствуют закрытию трещин, затрудняют стимулирование газоотдачи пластов. Учитывая эти требования, проектная глубина разведочных скважин составляет 1000 м, нижние пласты с 20 по 36 на данном этапе работ не будут являться первоочередными объектами [2].

Местоположение разведочных скважин на месторождение predetermined с одной стороны необходимостью исследования двух групп продуктивных пластов, находящихся в интервале глубин оптимальных для добычи метана, с другой стороны – положением горных отводов действующих предприятий и границами лицензионных участков недропользователей. Кроме этого, разведочные скважины должны располагаться таким образом, чтобы при откачке из них воды в течение 1,0–1,5 лет была создана единая депрессионная воронка, обеспечивающая максимальные притоки газа.

1.2 Стимуляция притока в угольных пластах

Мировой опыт добычи метана из угольных пластов показывает, что промышленная добыча метана из угольных пластов не эффективна без проведения их дополнительной стимуляции.

В скважинах для добычи метана, газ из продуктивных угольных пластов поступает в ствол по системе естественных трещин (по кливажу). При слабо развитом кливаже проницаемость угольного пласта, как правило, очень мала (менее 1 мД), что делает добычу угольного метана экономически невыгодной. С коммерческой точки зрения, для разработки наиболее подходят газоносные угольные пласты с высокой естественной трещиноватостью и умеренной

проницаемостью (более 5 мД). Именно в этих пластах с помощью различных способов дополнительной стимуляции можно значительно интенсифицировать процесс газоотдачи за счет развития системы кливажа и улучшения его связи со стволом скважины.

Основными способами дополнительной стимуляции газоносных угольных пластов с целью повышения их газоотдачи являются следующие:

- а) проведение гидроразрыва пласта (ГРП) в обсаженном стволе скважины;
- б) проведение кавитации (пневмо–гидродинамического воздействия) в открытом стволе скважины;
- в) бурение дополнительных наклонных или горизонтальных боковых стволов в интервале залегания газоносного угольного пласта;

Каждый из этих способов имеет свои особенности и границы эффективной применимости.

Наиболее часто (примерно в 80%) для стимуляции притока в скважинах для добычи метана из угольных пластов используют ГРП, проводимый в обсаженном стволе скважины через перфорационные отверстия. Этот способ позволяет за счет нагнетания в скважину с высоким давлением специальных жидкостей (жидкостей гидроразрыва) и расклинивающего материала (проппанта) обеспечить образование в газоносном угольном пласте вертикальных трещин. В угольных пластах с высокой трещиноватостью при проведении ГРП возможно формирование и распространение трещин сложной формы.

Практически всегда ГРП осуществляют в обсаженной скважине после проведения перфорации эксплуатационной колонны. Осуществление подобной операции в необсаженном стволе скважины сопряжено со значительными трудностями и чревато возникновением тяжелых аварий.

Преимуществами проведения ГРП в скважине с обсаженным стволом являются возможности:

- интенсификации газоотдачи отдельных угольных пластов;

- поддержания устойчивости ствола скважины;
- контроля за притоками пластовой воды из непродуктивных горизонтов;
- надежной и быстрой установки насосного оборудования, для эффективного удаления пластовой воды из ствола скважины с целью создания депрессии на продуктивный угольный пласт с целью получения максимального количества добываемого газа;
- создания устойчивого зумпфа глубиной 50–80 м ниже подошвы продуктивного угольного пласта с целью размещения в нем погружного насоса для откачки пластовой воды, а также обеспечения дополнительного пространства для скопления выносимого из пласта шлама (проппанта, частиц угля и т.д.).

Для скважин по добыче метана из угольных пластов разработаны различные методы проведения ГРП, а также типы жидкостей гидроразрыва, проппантов и т.д. Высокое давление, создаваемое мощными насосными агрегатами при проведении операций по гидроразрыву пласта, требует применения особо прочных обсадных и насосно-компрессорных труб, а также специальных пакеров.

Исходя из имеющегося опыта интенсификации притока газа в экспериментальных скважинах на месторождении X и возможностей подрядчиков, находящихся на территории России, для геологоразведочных скважин в качестве способа стимуляции запроектированы гидроразрывы продуктивных пластов.

1.3 Программа освоения разведочных скважин

После вскрытия продуктивных угольных пластов и проведения гидроразрыва следующей стадией подготовки к эксплуатации является освоение скважин: вызов притока газа и пластовой жидкости из пласта, очистка забойной зоны и обеспечение условий, при которых продуктивные пласты начинают отдавать газ в необходимом объеме. В процессе освоения скважин производится комплекс исследований по оценке их добычных возможностей. Кроме того, в

скважинах УМ–15 и УМ–16 будет проведена оценка дебитов и фильтрационных параметров каждого вскрытого пласта.

Вызов притока газа в скважине для добычи метана из угольных пластов осуществляется путем понижения давления, создаваемого столбом жидкости (промывочный раствор или вода), на забое. Понижение давления на забое при освоении скважины достигается снижением уровня жидкости в скважине.

Приток газа в скважину начнется в тот момент, когда гидростатическое давление столба жидкости в стволе скважины станет меньше давления десорбции. Снижение пластового давления осуществляют понижением высоты столба жидкости в скважине путем отбора ее с помощью тех или иных технических средств [2].

Целевым назначением работ по освоению скважины является получение стабильного притока газа при снижении уровня воды ниже интервала нижней перфорации.

Основными задачами этапа освоения являются:

1. Вызов первичного притока газа, определение величины депрессии на пласт, вызывающей десорбцию газа.
2. Понижение динамического уровня ниже интервала нижней перфорации.
3. Определение параметров подземного оборудования.

1.4 Работа на установившемся режиме

Снижение уровня пластовой жидкости и, как следствие, снижение пластового давления, является необходимым условием для начала процесса газовыделения (десорбции) в скважинах.

На начальном этапе работы выбирается режим подачи насоса, обеспечивающий минимальное время для снижения уровня жидкости в скважине глубже нижнего отверстия перфорации исследуемой зоны и создания максимальной депрессии на пласт. При этом дебит газа будет постепенно возрастать за счет увеличения площади десорбции метана, пока не достигнет

своих пиковых (максимальных) значений. Начало закономерного увеличения дебита газа, при постоянном уровне воды будет означать начало этапа пробной эксплуатации

При достижении уровнем жидкости заданной отметки, насос переводится в режим поддержания заданного уровня. Контроль за дебитом пластовой жидкости осуществляется расходомером, установленным на замерной линии по воде.

Одновременно с началом откачки пластовой жидкости, на замерной газовой линии осуществляется контроль динамики изменения дебита газа.

Если на основании исследований (расчеты, замеры уровня жидкости, и т.д.) насос не справляется с откачкой или снижение уровня происходит относительно медленно, то после соответствующего перерасчета возможна замена насосной установки на более производительную.

1.5 Рекомендации по направлениям использования добываемого метана

Газ, содержащийся в угольных пластах, характеризуется высоким содержанием метана (97–99%), незначительным содержанием (доли процента) тяжелых углеводородов, водорода и углекислого газа и наличием инертных газов (1–2%), т.е. по компонентному составу он практически не отличается от природного газа. Положительным качеством его является отсутствие вредных газов, например сероводорода. Однако, практически всегда метан угольных месторождений отличается нестабильностью дебита газа по времени и низкой его величиной.

Таким образом, при решении задач утилизации метана угольных месторождений основные требования предъявляются к дебиту и концентрации метана в газо–воздушной смеси. Кроме того, важное значение имеют давление газа, его влажность, наличие механических примесей и вредных газов. Поэтому, для каждого месторождения существенным является выбор технологии промыслового сбора и подготовки газа.

1.5.1 Энергетическое направление

Метан, добываемый из угольных пластов, является экономичным и экологически чистым источником получения тепловой и электрической энергии, и в будущем будет включаться в энергетический цикл предприятий не только как добавочный, но и как самостоятельный энергетический ресурс. Примеры использования метана в данном направлении рассмотрены ниже.

Метан может быть:

1. подан в газораспределительные сети низкого давления (менее 0,3 МПа). Температура точки росы по влаге в пункте сдачи должна быть ниже температуры газа. В этом случае:

- возможна утилизация в месте его извлечения (передвижные мотор–генераторные электростанции);
- возможен сбор низконапорного газа из нескольких источников и транспортирование к установке по утилизации по газопроводу низкого давления (мотор–генераторные, шахтные котельные, бытовые нужды);

2. компримирован до давлений 1,2 или 0,6 МПа и подан в газораспределительные сети высокого давления (использование в газотурбинных установках). Ограничения по точке росы аналогичны предыдущему пункту;

3. компримирован до давлений 1,2 или 0,6 МПа и подан на АГНКС. В случае использования газа для автомобильных газовых заправщиков, газ должен соответствовать требованиям ГОСТ 5542–87.

1.5.2 Мотор–генераторные электростанции

Одним из способов утилизации угольного метана является его использование в агрегатах комбинированного производства электрической и тепловой энергии (когенерационные установки) небольшой мощности. Такие агрегаты устанавливаются на небольшом расстоянии от потребителя, что значительно сокращает потери энергии при ее передаче и транспортировке, при этом можно оперативно реагировать на изменения потребностей пользователя.

Кроме того, приобретая автономный источник электроэнергии и тепла, потребитель становится независимым от поставщиков тепла и электроэнергии.

Газовый мотор–генератор гораздо более экономичен, чем дизель–генератор. Если стоимость сетевой электроэнергии принять за 100%, то стоимость электроэнергии, выработанной газовым мотор–генератором номинальной мощностью 100–200 кВт, будет составлять 35–40%, а аналогичным дизель–генератором – 300–350%, что примерно пропорционально соотношению стоимости газа и дизельного топлива. При эксплуатации таких электроагрегатов основная доля затрат (до 93%) приходится на топливо.

Когенерационные установки основаны на использовании двигателей внутреннего сгорания. Эти двигатели составляют силовую часть мотор–генераторов. На базе последних разработаны передвижные электростанции модельного типа, отвечающие следующим требованиям:

- возможность использования их в качестве, как основного, так и вспомогательного или аварийного источника электроснабжения;
- ускоренный ввод в эксплуатацию, полная заводская готовность агрегата;
- продолжительные сроки работы в автоматическом режиме, регламентные работы с минимальным количеством персонала;
- блочный ремонт основных агрегатов.

Возможно использование угольного метана в мобильных газовых электростанциях для получения электрической и тепловой энергии на базе дизельных двигателей 4Ч 105/120 мощностью 16 кВт, 4Ч 11/13 мощностью 30 кВт, 6ГЧ 15/18, 12ГЧ 15/18 мощностью 100, 200 кВт. Для надежного газоснабжения этих установок требуется источник метана с расходами от 10 до 56 м³/мин.

1.5.3 Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции

Возможно использование угольного метана на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС), предназначенных для заправки газобаллонных автомобилей сжатым природным газом. В случае

использования компрессорных установок (КУ) 2ГМ4–1,3/12–250 давление газа в подводящем газопроводе должно быть от 0,6 до 1,2 МПа и температура от –5 до 30° С.

Компримированный (сжатый) природный газ (КПГ) как транспортное топливо стоит существенно меньше (по Постановлению Правительства РФ за № 31 от 15.01.93 – не дороже 50% стоимости бензина А–76) по сравнению с нефтяными моторными топливами. Возврат затрат на переоборудование автотранспортных средств происходит за время от полугода до двух лет для различных моделей автомобилей и режимов эксплуатации.

Производительность одной КУ в зависимости от условий на входе компрессора составляет от 450 до 900 м³/ч. Компрессорная установка приводится в действие с помощью электродвигателя мощностью 160 кВт. На линии нагнетания КУ природный газ находится при давлении 25 МПа и температуре от 30 до 45°С. Газ, поступающий на АГНКС из внешних газопроводов, должен соответствовать требованиям ГОСТ 5542–87. Сжатый газ для заправки автомобилей должен отвечать требованиям "Технические условия на газ природный сжатый – топливо для газобаллонных автомобилей" (ГОСТ 27577–87).

Перевод автотранспорта на газ дает множество преимуществ, среди которых:

1. Экономия средств на закупку ГСМ, поскольку газ в 3 раза дешевле, чем бензин и дизельное топливо:

- а) снижение себестоимости продукции за счет уменьшения расходов на ГСМ для автопарка;

- б) снижение стоимости перевозки грузов и проезда в муниципальном транспорте, уменьшение дотаций из бюджета на перевозку льготных категорий пассажиров;

- в) снижение зависимости от монопольных поставок ГСМ в регионы и неконтролируемого повышения цен на бензин и дизельное топливо;

г) снижение расходов на закупку ГСМ для федеральных, муниципальных и коммунальных служб и высвобождение средств для других социальных нужд;

д) снижение неконтролируемого расхода ГСМ на транспорте в связи с отсутствием самой возможности хищения газомоторного топлива (газ в баллонах автомобиля находится под давлением 250 атм.).

2. Улучшение экологической обстановки в регионах и крупных городах, поскольку выхлопы двигателей, работающих на газовом топливе, содержат в 3 раза меньше вредных веществ, чем при работе на бензине или дизельном топливе.

1.6 Рекомендации по утилизации попутно извлекаемой воды

В отличие от традиционного газового промысла добыча метана из угольных пластов связана с откачкой значительного количества воды на начальном этапе эксплуатации скважин. Это предопределено тем, что в угольных пластах поровотрещинное пространство заполнено водой и для начала десорбции метана из угольных пластов давление воды должно быть снижено. Особенность углеметанового промысла состоит еще и в том, что период выхода скважин по добыче метана на промышленные дебиты составляет от 1 до 3 лет, при этом дебит газа возрастает, а дебит воды закономерно снижается.

Вода является «побочным продуктом» при добыче метана из угольных пластов, поэтому в углеметановых проектах значительная часть затрат приходится на утилизацию или очистку воды извлекаемой из скважин. На некоторых площадях угольные пласты являются региональными или локальными водоносными горизонтами и могут быть важными источниками подземной воды пригодной для хозяйственно–бытового водоснабжения. Методы, применяемые для утилизации или очистки извлекаемой воды и затраты на эти операции, зависят от объемов извлечения и качества воды [1].

1.6.1 Возможные методы утилизации и использования извлекаемой воды

Выбор метода по утилизации или использования извлекаемой воды зависит от состава вод. Информация по составу вод включает величину TDS, pH, концентрации растворенных металлов и радия, и количества растворенных органических веществ. Если по степени минерализации или после незначительной очистки вода достаточно качественная, она может быть использована (с осторожностью) в качестве дополнительного источника водоснабжения. При этом вода должна удовлетворять требованиям нескольких Федеральных и Государственных инструкций, включая Акт по Чистой Воде, Акт по Безопасности Питательной воды, и Акт по Сохранению и Извлечению Ресурсов. Если вода не удовлетворяет Федеральным и Государственным стандартам для повторного использования, или если стоимость очистки чрезмерно высока, то вода утилизируется путем нагнетания в неглубоко залегающую толщу, или сбрасывается в поверхностные водотоки. Утилизация воды из угольных пластов в США регулируется Федеральными и Государственными агентствами и должна удовлетворять установленным критериям по каждому типу утилизации.

Для любого метаноугольного месторождения, стоимость утилизации или очистки попутно извлекаемой воды изменяется от нескольких центов до более, чем доллар за баррель и может значительно увеличить стоимость добычи газа. На некоторых площадях объемы извлекаемой воды и стоимость ее утилизации или очистки могут препятствовать разработке газовых ресурсов.

В некоторых случаях воды, извлекаемые из угольных пластов, пресные и могут быть использованы без дальнейшей очистки. Например, в бассейне Паудер Ривер фермерские хозяйства накапливают эту воду в водоемах для разведения рыбы. Однако, часто, на метаноугольных промыслах пресные пластовые воды откачиваются из водоносных горизонтов без последующего использования в хозяйственных целях.

В ряде штатов США вода, извлекаемая из скважин по добыче метана, классифицируется как вода нефтяных и традиционных газовых месторождений и может утилизироваться только путем нагнетания в глубокие горизонты. В штате Алабама вода из метаноугольных скважин подвергается очистке, как и любые другие промышленные или муниципальные стоки. При допустимой степени загрязнения разрешается сброс неочищенных сточных вод из метаноугольных скважин в поверхностные водоемы и речную сеть. Для этого в этом штате должно быть получено разрешение от NPDES (Национальной Системы по Удалению Загрязнения). NPDES выдает разрешение на сброс неочищенных пластовых вод на определенный срок, в течение которого должен вестись постоянный контроль степени загрязнения сточных вод. Отклонение от заявленных параметров не допускается. Такой вариант утилизации пластовых вод позволяет минимизировать влияние промышленности на окружающую среду, а стоимость утилизации является приемлемой для развития метаноугольного промысла.

В некоторых бассейнах извлекаемые воды очень плохого качества и подлежат захоронению в глубокие горизонты. Например, в бассейне Сан Хуан высокие дебиты газа оправдали рентабельность захоронения извлекаемой воды в глубокие скважины. По некоторым оценкам стоимость каждой нагнетательной скважины достигает 2 миллионов долларов. Нагнетательные скважины в бассейне Сан Хуан относятся ко II классу по классификации ЕРА (как и скважины для закачки попутных вод под землю при добыче нефти и газа). В Центрально–Аппалачском бассейне захоронение извлекаемой воды путем закачки в нагнетательные скважины также является основным методом утилизации. В бассейне Блэк Уорриор промысловые воды разгружают в поверхностные водотоки после их очистки в водоемах–отстойниках.

1.6.2 Технологические методы по удалению и использованию извлекаемой воды

Существуют три основных варианта утилизации или использования воды, извлекаемой из скважин по добыче метана из угольных пластов:

1. нагнетание воды в скважину, предназначенную для захоронения сточных вод;
2. отвод воды в поверхностные водотоки без предварительной очистки.
3. отвод воды в поверхностные водотоки с предварительной очисткой

Ниже рассматриваются методы, наиболее часто используемые в метанугольном промысле.

Утилизация воды путем повторного нагнетания с поверхности.

Этот метод широко используется в газо–нефтедобывающей промышленности, и заключается в том, что утилизация откачиваемых вод проводится путем захоронения в водоносные горизонты, содержащие воды, не пригодные для хозяйственно–бытового водоснабжения. Для подземного захоронения сточных вод используют специально пробуренные нагнетательные скважины или скважины, выведенные из эксплуатации.

Поверхностная утилизация без очистки сбрасываемых вод

Если извлекаемые воды удовлетворяют Государственной Системе стандартов по Удалению Загрязнения Разгружающихся вод, они могут сбрасываться на поверхность без очистки. Сюда входят следующие варианты: (1) разгрузка вод в дренажную систему (ручьи, реки); (2) накопление вод в водоемах, откуда они просачиваются в верхние водоносные горизонты или испаряются, (3) распыление при поливе зерновых и для водопоя скота.

Примером варианта по поверхностной утилизации промышленных вод без очистки служат работы Pennaco Energy на Tietjen Ranch в бассейне Паудер Ривер вблизи Gillete (Вайоминг). Часть извлекаемой воды направляется по трубопроводу в резервуар, откуда поставляется для водопоя скота; оставшаяся вода по трубе передается в водоем для испарения. Вода разгружается в водоем,

сложенный известняковыми породами, которые способствуют выпадению растворенного железа. По мере накопления загрязняющего осадка известковая кладка заменяется.

В 2001 году корпорация Barrett также в Паудер Ривер проводила пилотные работы по тестированию распылителей. На площади Scooner Road site 15 углеметановых скважин извлекали приблизительно 300 м³/сут воды, которая сбрасывалась в бассейны рыбоводческого хозяйства, а избыток воды из этих водоемов направлялся для орошения к распылителям [1].

Поверхностная утилизация с очисткой пластовых вод

В настоящее время существуют, а также разрабатывается большое число технологий по очистке воды от ионов металлов и органических веществ, которые превышают установленные нормы. Эти технологии включают в себя: обратный осмос, испарение при замерзании–оттаивании и искусственное увлажнение земли.

Использование оставленных шахт для утилизации извлекаемой из скважин пластовой воды рассматривалось для бассейна Блэк Уорриор. Некоторые компании получили разрешение на утилизацию воды таким способом. Такой подход может быть приемлемым в условиях, когда добыча метана будет непосредственно или косвенно связана с горными работами.

2. Модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды

2.1 Основные задачи и цели создания

Основная цель МУЗиР состоит в технологическом замере и регулировании добываемого природного газа и замера давления и расхода пластовой воды.

Предлагаемая модульная установка замера и регулирования предназначена для технологического замера и регулирования добываемого природного газа и замера пластовой воды.

Модульная установка включает в себя:

- узел учета газа (УУГ), предназначенный для автоматизированного технологического учета и регулирования природного газа, поступающего со скважин угольных месторождений;
- узел учета воды (УУВ), предназначенный для автоматизированного технологического учёта пластовой воды угольных месторождений;
- модуль управления и электроснабжения (МУиЭ).

Учет газа и воды должен осуществляться путем измерений и вычислений согласно:

- СТО Газпром 5.32-2009 Организация измерений природного газа;
- СТО Газпром 5.37-2011 Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО "ГАЗПРОМ".

2.2 Требования к функциональным возможностям

Узлы учета должны обеспечивать выполнение в автоматическом режиме измерений и вычислений.

Для узла учета газа:

- мгновенных значений:

- объемного расхода газа в с.у;
- температуры газа;
- абсолютного давления газа;
- средневзвешенных значений за отчетный период:
 - объёмного расхода в с.у.;
 - температуры газа;
 - абсолютного давления;
- накопленных значений за отчетный период:
 - объёма газа в с.у. и р.у.

Для узла учета воды:

- мгновенных значений:
 - объемного расхода воды;
- средневзвешенных значений за отчетный период:
 - объёмного расхода воды;
- накопленных значений за отчетный период:
 - объёма воды.

Узел учета газа должен обеспечивать:

- ручной отбор пробы природного газа с потока для проведения анализа на компонентный состав;
- сброс газа на свечу с измерительной линии в ручном режиме управления;
- автоматический обогрев дросселя регулирующего и линии измерения газа для предотвращения образования гидратов;
- дренирование линии газа в случае появления жидкости.

Узел учета воды должен обеспечивать:

- ручной отбор пробы воды с потока для проведения анализа на компонентный состав;
- дренирование ИЛ;
- автоматический обогрев линии измерения воды для предотвращения замерзания;

Модуль управления и электроснабжения должен обеспечивать:

- электроснабжение глубинно-насосного оборудования и оборудования модульной установки замера и регулирования (МУЗиР);
- прием и обработку измерений контрольно-измерительных приборов МУЗиР, измерений забойного датчика давления;
- управление частотой привода глубинно-насосного оборудования, приводами запорно-регулирующей арматуры (поддержания заданного значения) с целью обеспечения поддержания заданных значений затрубного и забойного давлений;
- учет добытого газа с обеспечением коррекции по температуре и давлению, учет добытой пластовой жидкости;
- передачу всей технологической информации на ВУ и прием команд управления по унифицированным протоколам передачи телеметрической информации (например, МЭК-61850);
- реализацию противоаварийных алгоритмов;
- автоматический контроль, индикацию и сигнализацию предельных значений параметров:
- расхода газа и воды в ИЛ;
- давления и температуры в ИЛ.

2.3 Требования к составу

В состав модульной установки замера и регулирования должны входить следующие составляющие:

- узел учета газа (УУГ);
- узел учета воды (УУВ);
- модуль управления и электроснабжения (МУиЭ).

Модульная установка замера и регулирования состоит из двух отдельных рам УУВ и УУГ с возможностью стыковки. Модуль управления и электроснабжения монтируется на отдельной раме [4].

2.3.1 Требования к узлу учета газа

УУГ должен состоять из:

- стальной рамы;
- измерительной линии (ИЛ) газа Ду80;
- фильтра газового;
- дросселя регулируемого с электроприводом;
- устройства подготовки потока;
- отсечной арматуры;
- арматуры дренажа и сброса газа на свечу;
- датчика расхода газа;
- двух манометров;
- преобразователя давления (устанавливается до дросселя);
- преобразователя давления (устанавливается после датчика расхода газа, согласно ТУ завода-изготовителя);
- преобразователя температуры;
- клеммной коробки;
- газоанализатора;
- извещателя пламени.

Для контроля уровня загазованности на УУГ предусмотреть установку газоанализаторов «контроль утечек газа», пост свето-звуковой сигнализации.

2.3.2 Требования к узлу учета воды

УУВ должен состоять из:

- стальной рамы;
- измерительной линии (ИЛ) воды Ду50;
- фильтра воды;
- отсечной арматуры;
- арматуры дренажа;
- расходомера счетчика жидкости;

- трех манометров;
- клеммой коробки.

2.3.3 Требования к модулю управления и электроснабжения

Модуль управления и электроснабжения должен состоять из:

- стальной рамы;
- шкафа автоматики и связи;
- шкафа силового распределительного;
- станции управления насосом с частотным преобразователем Электрон-05 (устанавливается отдельно, вне конструктива рамы МУиЭ).

Технологическая схема модульной установки замера и регулирования представлена в Приложении А.

Электроснабжение глубинно-насосного оборудования, модулей замера/регулирования и управления/электроснабжения должна обеспечивать ЛЭП 10кВ с КТП 160/0,4. При отсутствии ЛЭП питание оборудования обеспечить от мини ГПЭС (имеющей интерфейс связи RS-485/протокол Modbus RTU).

Проектом должна быть предусмотрена полная интеграция систем управления мини ГПЭС (при наличии), станций управления глубинно-насосным оборудованием, локальной системы управления гидродинамической водоочистой установки (ГДВУ) с существующей системой автоматики (передачу всей технологической информации на «верхний уровень» и прием команд управления по унифицированным протоколам передачи информации) [6].

2.4 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) ПЛК должно выполнять логические и вычислительные операции по реализации функций сбора, обработки, сохранения и передачи данных по телемеханике.

ПО ПЛК должно выполнять следующие функции:

- выполнять самотестирование ПЛК в фоновом режиме;
- принимать сигналы с датчиков и передавать их значения по каналу связи; принимать и исполнять команды управления;
- передавать по каналу связи диагностическую информацию о состоянии ПЛК.

Программирование ПЛК должно осуществляться в соответствии с ГОСТ Р 51840-2001.

2.5 Требования к информационному обеспечению

Телеуправление:

- пуском и остановом, установкой режима работы глубинного насосного оборудования
- пуском, остановом, установкой режима работы мини ГПЭС;
- открытием, закрытием, установкой режима работы дроссельной задвижки.

Телеизмерение:

- давления газа в затрубном пространстве;
- давления газа в линейной части;
- давления газа на забое скважины;
- температуры газа в линейной части;
- расхода газа;
- расхода пластовой жидкости;
- уровня пластовой жидкости в скважине;
- параметров телеметрии станции управления ГНО;
- параметров телеметрии мини ГПЭС;
- параметров телеметрии ГДВУ;
- положение регулирующего органа дроссельной заслонки.

Телесигнализация:

- тревожного сигнала от технических средств охраны защищаемых

объектов;

- превышение уровня загазованности;
- сигналов от системы пожарной сигнализации;
- ТС по превышению границ аварийных и предупредительных уставок параметров ТИ;
- ТС мини ГПЭС;
- ТС ГДВУ.

Выполнение алгоритмов:

- автоматического поддержания на заданном уровне затрубного (забойного) давления путем изменения положения рабочего органа дроссельной задвижки (с возможностью работы по программе освоения скважины).

- автоматической блокировки работы ГНО и закрытия дроссельной задвижки при превышении аварийного уровня загазованности и срабатывания систем пожарной сигнализации.

Информационные функции:

- формирование и передача информации в систему отображения, регистрации и хранения;

- представлении автоматическое обнаружение, отображение и звуковая сигнализация отклонений технологических параметров до аварийных и предупредительных значений.

3. Применение модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды на месторождении X (Кемеровской области).

Объектом проектирования является модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды расположенная на территории X месторождения (Кемеровской области).

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода ПНГ, приведенного к стандартным условиям в соответствии с требованиями Технического задания принимаются равными 2,5 % и уточняются при разработке индивидуальной методики измерений.

3.1 Характеристика рабочей среды

Рабочая среда – природный газ, пластовая вода.

Физико-химические параметры газа, поступающего со скважины, приведены в таблице 3.1 .

Таблица 3.1 – Физико-химические параметры природного газа

Физико-химические свойства среды	Плотность в стандартных условиях, кг/м ³	От 0,668
	Температура замеряемого газа	От плюс 5 до плюс 25
Компонентный состав газа	Компонент	Значение
	Кислород O ₂ %	0,09-4,1
	Диоксид углерода CO ₂ %	0,01-12,19
	Азот N ₂ %	0-20,3
	Метан CH ₄ %	74,6-99,12
	Этан C ₂ H ₆ %	0,001-2,491
	Пропан C ₃ H ₈ %	0,001-0,99
	Н-бутан n-C ₄ H ₁₀ %	0,00008-0,71
	Изобутан i-C ₄ H ₁₀ %	0,0001-0,12
	Водород H ₂ %	0,001-0,152
	Гелий He %	0,005-0,137

Физико-химические параметры воды приведены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Физико-химические параметры пластовой воды

Физико-химические свойства среды	Плотность, т/м ³	1
	Температура, °С	От плюс 5 до плюс 14
Компонентный состав воды	Компонент	Значение(мг/дм ³)
	Калий	0-8865
	Натрий	32-16650
	Кальций	0,4-1784
	Магний	0-372
	Железо	0-70,4
	Карбонат	0-5929,7
	Гидрокарбонат	2633-20828
	Сульфат	0,02-15420,75
	Общая жесткость	0,07-31,5
	Минерализация	537,64-43268
	Водородный показатель	6,85-9,15(pH)

3.2 Основные технические характеристики

Основные технические характеристики МУЗиР приведены в таблице 3.3

В данном разделе приведены основные технические характеристики модульной установки и составных ее частей.

Таблица 3.3 – Технические характеристики МУЗиР

Наименование характеристики	Ед. изм.	Значение
1 Диапазон рабочих температур	°С	от минус 50 до плюс 40
2 Относительная влажность, не более	%	80 при 15 °С
3 Высота установки над уровнем моря, не более	м	1000
5 Значение входного напряжения	кВ	0,4

Продолжение таблицы – 3.3

Наименование характеристики	Ед. изм.	Значение
6 Частота питающей сети	Гц	50 ± 2
7 Мощность входная, не более	кВт	38
8 Габаритные размеры УУГ (Д×Ш×В), не более	мм	4720×850×2160
9 Габаритные размеры УУВ (Д×Ш×В), не более	мм	4580×850×2160
10 Масса УУГ	кг	900
11 Масса УУВ	кг	600

3.2.1 Технические характеристики шкафа автоматики

ЩА сохраняет работоспособность при воздействии синусоидальной вибрации вдоль вертикальной оси с параметрами, соответствующими группе V2 по ГОСТ Р 52931-2008:

- воздействие вибрации методом качания частоты, диапазон – от 10 до 150 Гц;
- амплитуда – 0,0375 мм;
- амплитуда ускорения – 4,9 м/с².

ЩА сохраняет работоспособность при воздействии случайной вибрации вдоль каждой из трех взаимно-перпендикулярных осей с параметрами:

- воздействие вибрации методом качания частоты, диапазон – от 10 до 150 Гц;
- амплитуда – 0,0750 мм;
- амплитуда ускорения – 9,8 м/с².

Уровень радиопомех, создаваемых ЩА, не превышает значений, установленных в ГОСТ Р 51318.22-99 (СИСПР 22-97) для класса оборудования А.

Основные технические характеристики ЩА приведены в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Технические характеристики ЩА

Наименование характеристики	Ед. изм.	Значение
1 Номинальное значение напряжения питания переменного тока	В	400 ± 10
2 Отклонение напряжения питания переменного тока от номинального значения	%	от минус 15 до плюс 10
3 Частота питающей сети	Гц	$50 \pm 0,4$
5 Климатическое исполнение	–	УХЛ1

Продолжение таблицы 3.4

Наименование характеристики	Ед. изм.	Значение
6 Степень защиты	—	IP55
7 Стойкость к механическому воздействию	—	IK10
8 Габаритные размеры (Ш×Д×Г), не более	мм	800×2240×1040
9 Срок службы, не менее	лет	15
10 Среднее время восстановления, не более	час	1

3.2.2 Технические характеристики контроллера

Базовым элементом ЩА являются контроллер Элсима-M01-24P производства АО "ЭлеСи".

Контроллер Элсима-M01-24P для работы в малых системах автоматизации с количеством сигналов ввода-вывода не более 100. Алгоритм работы контроллера определяется управляющей программой, разрабатываемой пользователем в соответствии с требованиями к системе управления, создаваемой с использованием контроллера.

Контроллер представляет собой функциональное законченное изделие, имеющее необходимое количество каналов ввода-вывода, конфигурируемых на различные виды входных и выходных сигналов, включая:

- дискретный ввод сигналов различной полярности относительно общего проводника;
- дискретный вывод сигналов типа "Общий коллектор" и "Сухой контакт";
- ввод непрерывных сигналов, представленных напряжением постоянного тока, постоянным током, термопреобразователями и импульсными сигналами;
- вывод непрерывных сигналов, представленных напряжением постоянного тока и постоянным током.

3.3 Описание технологического процесса

МУЗиР является централизованной системой, построенной по трехуровневому иерархическому принципу, что позволяет осуществлять контроль и регулировать необходимые параметры работы.

3.3.1 Нижний уровень системы

К нижнему уровню системы относятся первичные средства автоматизации, которые включают в себя:

- измерительные преобразователи и датчики;
- приборы местного контроля;
- вторичные приборы и агрегатные средства КИПиА;
- исполнительные устройства и механизмы.

Нижний уровень МУЗиР обеспечивает:

- первичные измерения технологических параметров;
- контроль состояния технологического оборудования;
- передачу значений технологических параметров и информации о состоянии оборудования на средний уровень системы;
- исполнение команд управления;
- формирование световых и звуковых предупредительных и аварийных сигналов;
- формирование управляющих воздействий с помощью кнопок местного управления.

Состав и характеристики технических средств автоматизации нижнего уровня системы:

В качестве первичных средств измерения и датчиков технологических параметров в системе используются приборы отечественного производства. Перечень типов используемых датчиков приведен в таблице 3.5. Первичные средства измерения, датчики технологических параметров, аппараты местного управления и сигнализации размещаются на технологическом оборудовании или в непосредственной близости от него [4].

Таблица 3.5 – перечень типов используемых датчиков

Тип датчика	Выход	Вид взрывозащиты	Вторичный преобразователь	Примечание
Контроль температуры:				
1 ТСПУ 0104	4-20 мА	Искробезопасная цепь	ЕТ-422	-
Контроль давления:				
2 датчик давления Метран-150TG2;	4-20 мА	Искробезопасная цепь	ЕТ-422	-
3 датчик давления Метран-150TG3;	4-20 мА	Искробезопасная цепь	ЕТ-422	-
4 Датчик давления Метран-150TG2;	4-20 мА	Искробезопасная цепь	ЕТ-491	-
Контроль расхода:				
5 Датчик расхода газа ДРГ.М-400;	4-20 мА	Искробезопасная цепь	ЕТ-422	
6 Расходомер электромагнитный ВЗЛЕТ ТЭР DN40 PN16	4-20 мА	Искробезопасная цепь	ЕТ-422	
Контроль загазованности:				
7 Датчик загазованности СГОЭС-М	4-20 мА	Искробезопасная цепь	ЕТ-422	-
Контроль охранно-пожарный:				
8 Извещатель пожарный ИПЭС-ИК/УФ	цепи контроля сопротивления	-	Сигнал-10	-
9 Извещатель охранный ИО407-14/1 "Фон-3/1"	цепи контроля сопротивления	-	Сигнал-10	-

Первичные средства измерения, датчики технологических параметров, аппараты местного управления и сигнализации размещаются на технологическом оборудовании или в непосредственной близости от него.

Датчики температуры, давления и расхода с унифицированным токовым выходом 4-20 мА, видом взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь", подключаются к входам контроллеров через искробезопасные преобразователи серии ЕТ производства АО "ЭлеСи".

Датчики охранные и пожарные с контролем цепи подключаются к охранно-пожарному приемно-контрольному блоку Сигнал-10

Вторичные приборы датчиков технологических параметров размещаются

на приборных щитах в помещении операторной.

В качестве исполнительных механизмов в системе используется встроенный в технологическое оборудование электропривод запорно-регулирующей арматуры.

3.3.2 Средний уровень системы

Средний уровень системы построен с использованием свободно программируемого логического контроллер ЭЛСИМА–М01-24Р производства АО "ЭлеСи". Контроллер установлен в щите автоматики.

Средний уровень МУЗиР обеспечивает:

- сбор информации от датчиков и преобразователей сигналов нижнего уровня;
- фильтрацию, линеаризацию и масштабирование входных аналоговых сигналов;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов;
- автоматическое управление технологическим оборудованием;
- регулирование технологических параметров;
- передачу информации о состоянии объектов в систему отображения АСУ ТП площадки куста скважин (верхний уровень системы) и в сервер ввода/вывода АСУ ТП;
- прием информации от системы отображения или от сервера ввода/вывода и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы системы.

Программируемый контроллер ЭЛСИМА-М01-24Р и АРМ оператора объединены между собой технологической сетью Ethernet с протоколом обмена ModBus TCP/IP.

Состав и характеристики технических средств автоматизации среднего уровня системы:

Все технические средства среднего уровня МУЗиР размещены в ЩА

закрытого типа с двухсторонним обслуживанием.

Средний уровень системы построен на базе программируемого логического контроллера Элсима.

Коммуникационный контроллер Элсима обеспечивает обмен информацией с сервером ввода/вывода АСУ ТП.

Помимо программируемых контроллеров в ЩА установлены искробезопасные барьеры, нормирующие преобразователи, выходные реле контроллеров.

3.3.3 Верхний уровень системы

Верхний уровень МУЗиР объединяет программно-аппаратные средства дистанционного централизованного контроля и управления технологическими процессами из операторского пункта, который включен в автоматизированную систему управления технологическим процессом площадок куста скважин на X площади Кузбасса ООО "Газпром добыча Кузнецк":

Состав и характеристики технических средств автоматизации верхнего уровня системы:

Верхний уровень системы (система отображения) обеспечивает функции оперативного контроля, дистанционного управления и ведение архива значений технологических параметров, событий, происходящих в МУЗиР и действий оператора. Управление МУЗиР встроено в автоматизированную систему управления технологическим процессом площадок куста скважин на X площади Кузбасса ООО "Газпром добыча Кузнецк".

3.3.4 Организация электропитания

Питание ЩА осуществляется от существующей распределительной сети переменного тока с напряжением 400 В, частотой (50±1) Гц.

Питание оборудования систем автоматики ЩА осуществляется от сети переменного тока напряжением 230 В.

Для питания контроллера используется стабилизированный источник питания переменного тока EF A 1AC/24DC-16 с выходным током нагрузки 16 А.

Для организации гарантированного питания основного оборудования МУЗиР в ЩА предусмотрен источник гарантированного питания СИ СИПБ1,5КА.9-11 с дополнительным блоком батареи СИ БМСИПБ1,5-3КА.9-11.

Для организации гарантированного питания оборудования ОПС в ЩА предусмотрен источник гарантированного питания РИП-24 с двумя дополнительными батареями Delta DTM 1207.

ИБП обеспечивают бесперебойную работу оборудования в течение не менее 2 часов. Для защиты источника питания от импульсных перенапряжений однофазной цепи используются устройства защиты.

Программно-алгоритмическое обеспечение МУЗиР

В состав программного обеспечения входит:

- информационное обеспечение МУЗиР;
- загрузочный файл для контроллера ЭЛСИМА-М01-24Р.

Программирование выполнено в соответствии с технологическими алгоритмами, согласованными с заказчиком системы.

База данных сервера ввода/вывода АСУ ТП площадок куста скважин на Х площади Кузбасса ООО "Газпром добыча Кузнецк" дополняется сигналами от МУЗиР.

ПО подсистемы отображения АСУ ТП площадок куста скважин на Х площади Кузбасса ООО "Газпром добыча Кузнецк" дополняется экранными формами, предназначенными для контроля и управления МУЗиР.

Информационное обеспечение МУЗиР

Текущая база данных сервера ввода/вывода и историческая база данных сервера истории содержит:

- именованные перечни сигналов;
- описание сигналов;
- предельные значения измеряемых параметров;
- уставки времени, в соответствии с которыми контролируется работа

технологического оборудования.

Базы данных хранятся на жестких дисках серверов ввода/вывода. Для предотвращения потери данных на всех серверах используется программное резервирование информации. При выходе из строя основного сервера ввода/вывода автоматически включается в работу резервный сервер.

Информационное обеспечение МУЗиР (таблицы входных и выходных сигналов нижнего уровня, таблицы оперативных сообщений) приводится в проектной документации.

Описание алгоритмов функционирования системы автоматики.

Отображаемая на дисплеях компьютеров АРМ оператора информация воспроизводит технологический процесс и работу всех систем и агрегатов, входящих в системы автоматики МУЗиР. Каждая отображаемая технологическая схема дает целостное представление о технологическом процессе:

- задание режимов управления технологическим оборудованием;
- запуск и отключение технологического оборудования;
- оперативный контроль процесса пуска и отключения технологического оборудования;
- отображение текущего состояния технологического оборудования;
- сигнализацию отклонений от нормы режимов работы оборудования;
- отображение текущих значений измеряемых технологических параметров;
- маскирование, установление недоверности, имитацию и тестирование измеряемых технологических параметров;
- маскирование, установление недоверности, имитацию и тестирование отдельных дискретных сигналов;
- деблокировку защит и неисправностей.

Предусмотрен просмотр всех аналоговых параметров в виде оперативных графиков (трендов) в реальном времени за предшествующий период до двух часов. Для особо важных параметров предусмотрено формирование исторических трендов с возможностью просмотра информации за период до

одного месяца [3].

Все события в системе выводятся на мониторе АРМ оператора в отдельное окно в виде сообщений. Каждое событие при формировании заносится в архивный журнал аварий исторической базы данных. Накопленные в журнале оперативные сообщения выводятся на экран или распечатываются в хронологическом порядке в виде документа, называемого:

- журнал событий (вахтовый журнал), если заносимые в документ сообщения предназначены для операторов;
- системный журнал, если в него заносятся сообщения, предназначенные для использования службой технического обеспечения системы.

3.3.5 Управление аналоговым параметром

Алгоритм обработки аналогового параметра включает в себя:

- контроль предельных значений параметра;
- контроль достоверности параметра;
- обработку в режиме маскирования;
- обработку в режиме имитации;
- задание режима тестирования.

Единицы измерения всех аналоговых параметров – унифицированные (4-20 мА). Унифицированный сигнал от датчика поступает на вход модуля аналогового ввода. С модуля ввода в контроллер поступает преобразованное значение сигнала в пределах от минус 10000 до плюс 10000 условных единиц. Порог чувствительности и время интегрирования задаются при описании модуля аналогового ввода [5].

Контроль предельных значений аналогового параметра осуществляется на основе заданных уставок. Значения уставок сравниваются с текущим (реальным или имитированным) значениями. В общем случае контролируются шесть предельных значений измеряемого параметра:

- минимальное аварийное значение;
- минимальное предельное значение;
- минимальное технологическое значение;
- максимальное технологическое значение;
- максимальное аварийное значение;
- максимальное предельное значение.

При достижении технологического или предельного значения устанавливается соответствующий флаг. При достижении аварийного значения (минимального или максимального) флаги технологического и предельного значения не сбрасывается.

Флаг «Значение в пределах нормы» устанавливается при отсутствии всех флагов технологических, предельных и аварийных значений.

Контроль достоверности заключается в следующем:

- проверка исправности измерительного преобразователя (датчика);
- проверка достоверности данных в канале модуля аналогового ввода контроллера;
- контроль выхода текущего значения за пределы измерения.

Во всех случаях устанавливается флаг «Значение недостоверно», сбрасываются флаги достижения технологических, предельных и аварийных значений и флаг «Значение в пределах нормы». Алгоритм предусматривает блокировку флага «Значение недостоверно». В этом случае флаг недостоверности сбрасывается только по команде "Деблокировать".

3.3.6 Управление дискретным параметром

Алгоритм обработки дискретного параметра включает в себя:

- контроль достоверности дискретного параметра;
- обработку в режиме маскирования;
- обработку в режиме имитации;
- задание режима тестирования;

- блокировку действующего значения параметра.

Контроль достоверности заключается в следующем:

- проверка исправности сигнализирующего устройства (датчика);
- проверка достоверности данных в канале модуля дискретного ввода контроллера.

Во всех случаях устанавливается флаг «Значение недостоверно», производится обнуление текущего значения, ставится запрет на обработку, сигнализацию и исполнение. Алгоритм предусматривает блокировку флага Значение недостоверно. В этом случае флаг недостоверности сбрасывается только по команде "Деблокировать".

Режим «Маскирование» имеет наивысший приоритет по сравнению с другими режимами. При маскировании параметра:

- обнуляется текущее значение;
- не производится контроль достоверности параметра.

В режиме «Имитация» реальное значение параметра заменяется значением, заданным оператором. При этом не производится контроля достоверности.

При режиме «Тестирование» накладывается запрет на принятие решений контроллером по текущему значению параметра.

Управление заслонкой

Управление заслонкой может осуществляться в следующих режимах:

- Кнопочный
- Автоматический;
- По уставке;
- Ремонт;
- Ручной.

Режим управления «Кнопочный» устанавливается из окна управления заслонкой, при этом управление заслонкой осуществляется дистанционно по командам оператора.

Режим управления «Автоматический» устанавливается из окна

управления заслонкой. Управление заслонкой осуществляется алгоритмами системы автоматики либо по командам оператора "Пуск", "Стоп" (команды управления АСУ ТП).

Режим управления «По уставке» устанавливается из окна управления заслонкой. При этом управление осуществляется по заданному значению положения заслонки.

Режим управления «Ремонт» устанавливается из окна управления заслонкой. В данном режиме запрещается любое управление заслонкой (алгоритм АСУ ТП формирует команду на закрытие заслонки и устанавливает запрет на их открытие).

Режим управления «Ручной» устанавливается из окна управления заслонкой. В данном режиме управление осуществляется по месту установки оборудования, запрещается дистанционное управление по командам оператора.

Алгоритм управления заслонкой включает в себя:

- алгоритм контроля состояния заслонки;
- алгоритм формирования и контроля выполнения команд управления.

В алгоритме формирования и контроля выполнения команд производится формирование команд "Открыть", "Закрыть". Схема управления заслонкой реализована с самоподхватом, поэтому команда удерживается определенный интервал времени, который уточняется при проведении пусконаладочных работ. После формирования команд производится проверка их исполнения или неисполнения. В последнем случае определяется причина неисполнения команды. Контроль исполнения команд осуществляется по времени исполнения и ожидаемому результату. Значения технологических (временных) уставок уточняются при наладке системы автоматики.

Алгоритм контроля защит обеспечивает аварийную защиту по значениям технологических параметров и включает в себя следующие функции:

- контроль параметров технологических защит;
- формирование массива агрегатных защит;
- формирование команд аварийного управления исполнительными

механизмами.

Срабатывание защиты приводит к останову, закрытию заслонки (при необходимости), запрету пуска до устранения причин срабатывания защиты. Защита снимается при ее деблокировке с АРМ оператора. Причинами срабатывания защит являются сигналы тревоги ОПС, аварийные значения технологических параметров, отказы технологического оборудования, неисправность технических средств системы автоматизации, нажатие кнопок аварийного отключения. Каждая защита срабатывает при определенных условиях (большинство защит срабатывает в зависимости от текущего состояния). Для ряда защит предусмотрена временная задержка на срабатывание.

Управление агрегатом (станцией управления ЭЦН)

Алгоритм управления агрегатом (станцией управления ЭЦН) включает в себя:

- установку режимов управления агрегатом;
- контроль состояния агрегата;
- АПВ агрегатов;
- имитацию состояния агрегатов при выполнении команд управления.

Управление агрегатом может осуществляться в следующих режимах:

- Кнопочный;
- Ремонт;
- Ручной;
- Имитация.

Все режимы управления, кроме режима работы «Имитация», являются взаимоисключающими и устанавливаются по командам оператора.

Для установки режимов работы «Кнопочный» и «Ручной» ограничений нет. В данных режимах управление агрегатом осуществляется по командам "Пуск" и "Стоп" управляющего алгоритма.

Режим работы «Ремонт» может быть установлен только для отключенного агрегата.

В режиме работы «Кнопочный» агрегат управляется по командам оператора "Пуск", "Стоп".

В режиме работы Ручной агрегат управляется кнопками по месту установки оборудования.

Во всех режимах, кроме режима работы Ремонт, возможно аварийное отключение по команде внешнего алгоритма.

В режиме работы Имитация состояние агрегата по сигналам от привода не контролируется, выходные управляющие сигналы контроллера не формируются: программные средства АСУ ТП имитируют работу агрегата при поступлении команд управления от оператора на основе заданных временных уставок. Управление по месту в данном режиме возможно, но оператор не будет иметь возможности контролировать реальное состояние агрегата.

Режим работы Имитация устанавливается и сбрасывается по команде оператора и автоматически сбрасывается при установке режимов работы Ручной или Ремонт.

Алгоритм управления агрегатами анализирует поступающие сигналы на дискретный модуль контроллера и на основании этой информации формирует флаги состояния агрегата:

- Неисправность интерфейсного модуля;
- Агрегатная защита;
- Готов к дистанционному пуску;
- В процессе пуска;
- В процессе останова;
- В работе;
- Отключен;
- МП агрегата включен;
- Авария/неисправность привода.

3.4 Состав основного оборудования модульной установки замера и регулирования

Состав основного оборудования УУГ и УУВ представлен в таблице 3.6. Данный состав утвержден в техническом задании ООО «Газпром добыча Кузнецк» и эксплуатируется на месторождении Х.

Таблица 3.6 Состав оборудования УУГ и УУВ

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Производитель	Кол-во шт.
1	Счетчик газа в составе: - датчик расхода газа	СВГ.М ДРГ.М-400	ОАО Инженерно-производственная	1
	- блок вычисления расхода микропроцессорный	БВР.М	фирма "Сибнефтеавтоматика "	
2	Дроссель регулируемый	ДР1Э65х14.01	АК "КОРВЕТ	1
3	Преобразователь давления	Метран-150TG3		2
4	Преобразователь расхода жидкости ВЗЛЕТ ТЭР	DN40PN16		1
5	Датчик загазованности	СГОЭС-М		1
6	Извещатель пожарный пламени взрывозащищенный	ИПЭС	АО "Электростандарт- прибор"	2
7	Термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом	ТСПУ 0104 А2Exd К-13 t5070(С2) 0...+50С TC1187 4 БГ 100М L=60мм D=8мм В Кл.0,5% ГП	НПП «ЭЛЕМЕР»	1
8	Привод дросселя ДР	блок управления электропривода фирмы AUMA ACExC 01.1, прямоходный модуль AUMA LE50.1, многооборотный привод AUMA SARExC 10.1-F10	AUMA	1
9	Пост управления кнопочный, 2 толкателя, взрывозащищенный	КУ-92Ex	АО"Вэлан"	2

Продолжение таблицы 3.6

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Производитель	Кол- во шт.
10	Пост свето-звуковой сигнализации взрывозащищенный	ПАСВ1-П-76-1Ж1КУ1	ООО "КвазарГрупп"	2
11	Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный	ИП 535-1В		1
12	Оповещатель пожарный звуковой взрывозащищенный	ЕхОППЗ-2В-ПМ		1
13	Извещатель охранный объемный радиоволновый	Фон-3/1 (ИО 407-14/1)	ЗАО "Аргус-Спектр"	2
14	Кран шаровой DN80 PN25	КШ.Ф.080.025-02	ООО "Гирас"	2
15	Кран шаровой DN50 PN16	КШ.Ф.050.016-02	ООО "Гирас"	3
16	Кран шаровой DN15 PN16	КШ.М.015.016-02	ООО "Гирас"	1
17	Кран шаровой DN15 PN25	КШ.М.015.025-02	ООО "Гирас"	3
18	Фильтр сетчатый газа DN80 PN25	ФС80ХЛ25-1,6УХЛ(1)	АО "РУСТ95"	1
19	Фильтр сетчатый воды DN50 PN16	ФС50ХЛ16-1,6УХЛ(1)	АО "РУСТ95"	1
20	Двухвентильный блок для манометров/датчиков давления	БК-Е22	ООО НПП "Элемер"	7
21	Защитная гильза для термопреобразователя, L=60мм	ГЗ.25.1.1.100	ООО "ПО ОВЕН"	1
22	Устройство подготовки потока	УПП-Д-80	ООО "Энергия-Источник"	1
23	Технологические трубопроводы	ДУ 50, 80		1 к-т
24	Манометры технические			5

4. Подбор аналога импортному блоку управления электропривода

В качестве замены блока управления электропривода фирмы AUMA AСЕхС 01.1, был выбран блок управления ESD-VCX производства ООО «Завод ПСА ЭлеСи».

Блок предназначен для управления электроприводами запорной и запорно-регулирующей арматуры во взрывоопасных зонах классов "1" и "2" по ГОСТ Р 51330.9-99, ГОСТ Р 51330.13-99, в зонах классов В-1а, В-1б, В-1г по гл. 7.3 ПУЭ, ПБ 08-624-03, в которых возможно образование паро- и газовоздушных смесей категорий ПА, ПВ группы Т1, Т2, Т3, Т4 по классификации ГОСТ Р 51330.11-99 и ГОСТ Р 51330.5-99.

По устойчивости к климатическим воздействиям окружающей среды блок соответствует исполнению УХЛ1 по ГОСТ 15150-69.

Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой – IP68 по ГОСТ 14254-96.

По эксплуатационной законченности блок относится к изделиям третьего порядка по ГОСТ Р 52931-2008.

Конструкция и установочные размеры блока обеспечивают установку его в прямоходовые, многооборотные и неполноповоротные электроприводы серии ГУСАР и ИНЭЛ.

Внешний вид блока управления представлен на рисунке 4.1, описание основных элементов в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Основные элементы блока

№	Наименование
1	Местный пост управления
2	Окно инфракрасного приемопередатчика
3	Кнопки управления местного поста управления
4	Электродвигатель
5	Защищенные кабельные вводы
6	Крышка бокса подключения цепей питания, управления и сигнализации
7	Буквенно-цифровой индикатор

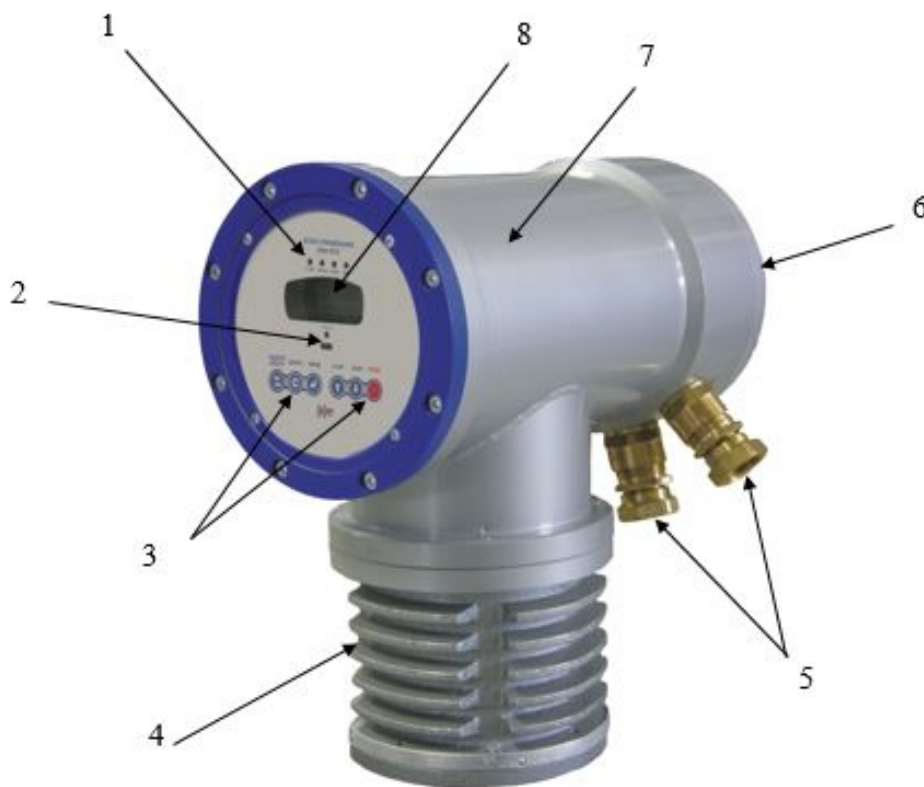


Рисунок 4.1 – Внешний вид ESD-VCX

4.1 Основные функции блока

В составе электропривода блок обеспечивает выполнение следующих функций:

- открытие, закрытие и остановка в промежуточном положении запорного органа арматуры;
- отключение электродвигателя при превышении заданных крутящих моментов;
- программируемая диаграмма задания скорости перемещения и крутящих моментов;
- измерение положения выходного звена электропривода независимо от наличия электропитания;
- формирование аналогового сигнала (4-20) мА, соответствующего положению запорного органа;
- пакет защит (от заклинивания запорного органа, провалов напряжения,

короткого замыкания в нагрузке, времятоковая защита);

- работу при обрыве одной фазы питающей сети;
- дистанционное управление по последовательному (RS-485) или дискретному интерфейсу (220 В АС, 24 В DC);
- управление по аналоговому входу;

4.2 Условия эксплуатации

Блок предназначен для эксплуатации во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.

Блок устойчив в климатических условиях, соответствующих рабочим, согласно климатическому исполнению УХЛ1 по ГОСТ 15150-69:

- температура окружающего воздуха – от минус 60 до плюс 50 °С;
- относительная влажность воздуха, среднее значение – 75 % при температуре плюс 15 С⁰ (верхнее значение – 100 % при температуре плюс 25 С⁰);
- атмосферное давление – от 84,0 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.), высота – до 1000 м над уровнем моря;
- максимальная скорость изменения температуры – не более 5 °С/мин.

Блок устойчив к синусоидальной вибрации по группе N2 ГОСТ Р 52931-2008.

Блок устойчив к электромагнитным помехам по ГОСТ Р 51524-2012.

- блокировка от несанкционированного управления и изменения параметров;
- фиксирование основных событий блока (команды, аварии, достижение конечных положений) в постоянно-запоминающем устройстве с указанием времени и даты события;
- задание параметров и считывание журнала событий по инфракрасному каналу связи.

4.3 Устройство и работа

Устройство блока

Принцип действия блока поясняет функциональная схема, представленная на рисунке 4.2.

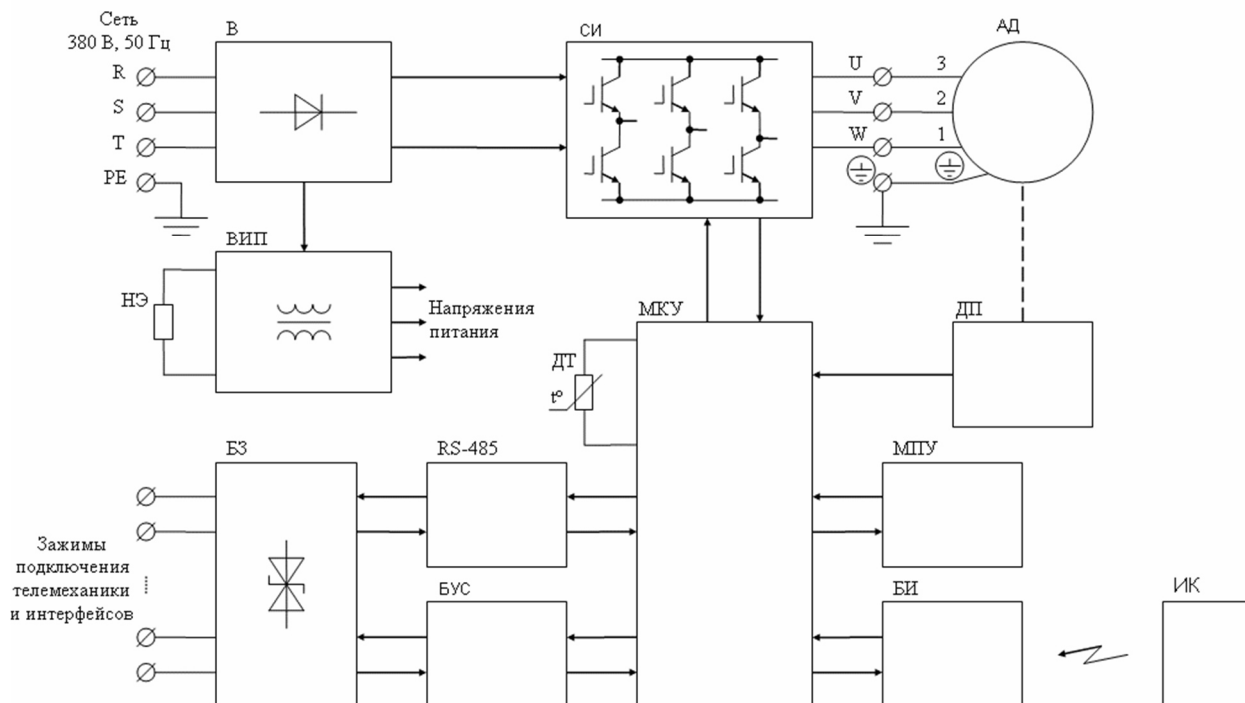


Рисунок 4.2 – Функциональная схема блока при работе в составе электропривода

Блок состоит из следующих узлов:

В – трехфазный выпрямитель;

ВИП – вторичный источник питания;

БЗ – блок защиты;

ДТ – датчик температуры;

НЭ – нагревательный элемент;

СИ – силовой инвертор;

МКУ – микропроцессорный контроллер управления;

МПУ – местный пост управления;

ДП – датчик положения;

АД – асинхронный электродвигатель ДАТ-256М-УХЛ1;

БИ – блок индикации;

RS-485 – последовательный интерфейс RS-485;

БУС – блок управления и сигнализации;

ИК – инфракрасный канал связи.

Трехфазный выпрямитель (В) предназначен для преобразования переменного трехфазного или однофазного напряжения питающей сети в постоянное напряжение для питания силового инвертора.

Вторичный источник питания (ВИП) предназначен для преобразования переменного напряжения в напряжение питания электронных узлов схемы.

Блок защиты (БЗ) защищает цепи последовательного интерфейса и цепи управления и сигнализации от превышений напряжения.

Датчик температуры (ДТ) предназначен для измерения температуры внутри блока.

Нагревательный элемент (НЭ) предназначен для прогрева блока до температуры не менее минус 10 °С при более низкой температуре окружающей среды.

Силовой инвертор (СИ) предназначен для преобразования напряжения постоянного тока в напряжение трехфазной сети переменного тока заданной частоты и амплитуды, необходимое для обеспечения требуемого режима работы электродвигателя.

Микропроцессорный контроллер управления (МКУ) обеспечивает управление работой силового инвертора, обмен информацией с системой телемеханики по последовательному интерфейсу, по дискретным входам/выходам и аналоговому выходу, работу с МПУ и пультом дистанционного управления по инфракрасному каналу связи. МКУ производит анализ текущих параметров блока (токов, напряжений, положения выходного звена) и команд местного и дистанционного управления, формирует управляющие воздействия на силовой инвертор, определяет возникновение аварийных режимов блока, выдает информационные и аварийные сообщения на дискретные выходы, на индикатор блока, по последовательному интерфейсу RS-485 и по инфракрасному каналу связи.

Датчик положения (ДП) предназначен для контроля текущего положения

выходного звена электропривода и обеспечивает управление перемещением выходного звена электропривода в заданное положение.

Блок индикации (БИ) предназначен для индикации текущего режима работы электропривода, аварийных сигналов, а также индикации параметров блока для их контроля и изменения обслуживающим персоналом.

Последовательный интерфейс RS-485 предназначен для обмена информацией с системой телемеханики. Обмен информацией производится по протоколу Modbus RTU.

Блок управления и сигнализации (БУС) предназначен для приема команд управления по дискретным входам, для сигнализации состояния и режимов работы блока по дискретным выходам и формирования аналогового сигнала (4–20) мА, соответствующего положению выходного звена электропривода.

Инфракрасный канал (ИК) связи предназначен для обмена информацией с пультом дистанционного управления. Обмен информации производится по протоколу Modbus RTU [5].

4.4 Общее описание алгоритма работы блока.

При подаче команды на движение блок формирует напряжение на обмотку статора электродвигателя. При этом развиваемый момент трогания электропривода ограничен уровнем, заданным пользователем. Если момент сопротивления нагрузки меньше развиваемого электроприводом крутящего момента, то вал электродвигателя начинает вращаться.

Если движение отсутствует (момент сопротивления нагрузки больше заданного), то отработав «на упор» заданное пользователем время, блок обесточивает электродвигатель и формирует аварийный сигнал «НЕТ ДВИЖЕНИЯ» и сигнал «МУФТА» (за исключением в сторону закрытия в зоне сигнализации «Закрыто» и движения в сторону открытия в зоне сигнализации «Открыто», см рисунок 4.3).

Диаграмма работы блока в составе электропривода показана на рисунке 4.3. При достижении конечного положения блок останавливает электропривод и

выдает сигнал о достижении конечного положения. Зона установки сигнала конечного положения, может быть настроена пользователем.

Если заданы оба конечных положения, то становится возможным разбить траекторию движения на три участка (зона "Закрыто", зона "Открыто" и зона "Движение"), в каждом из которых индивидуально задаются скорость движения и величина максимального крутящего момента.

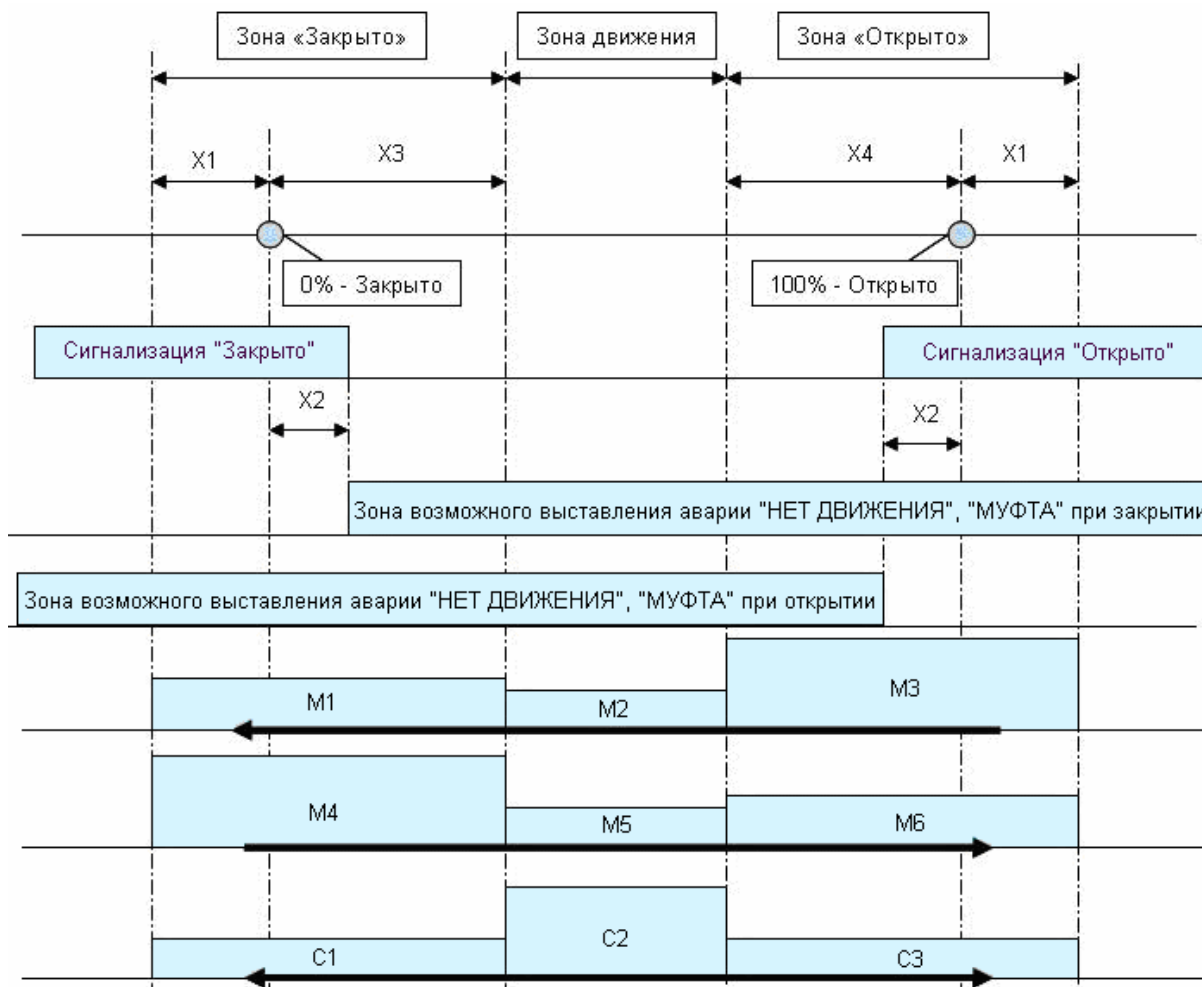


Рисунок 4.3 – Диаграмма работы блока в составе электропривода

Пояснение к рисунку 4.3:

X1 – максимально допустимое для отработки расстояние при работе в режиме "Уплотнение". X1=10 – количество оборотов рабочего звена запорного органа (выходного звена электропривода).

X2 – зона установки сигналов конечных положений. Устанавливается пользователем.

X3 – зона "Закрыто", задаваемая пользователем в процентах от перемещения между конечными положениями. Устанавливается пользователем.

X4 – зона "Открыто", задаваемая пользователем в процентах от перемещения между конечными положениями. Устанавливается пользователем.

M1 – момент уплотнения в зоне "Закрыто". Устанавливается пользователем.

M2 – момент движения при закрытии. Устанавливается пользователем.

M3 – момент трогания в зоне "Открыто". Устанавливается пользователем.

M4 – момент трогания в зоне "Закрыто". Устанавливается пользователем.

M5 – момент движения при открытии. Устанавливается пользователем.

M6 – момент уплотнения в зоне "Открыто". Устанавливается пользователем.

C1 – скорость в зоне "Закрыто" при открытии и закрытии. Устанавливается пользователем.

C2 – скорость в зоне движения при открытии и закрытии. Устанавливается пользователем.

C3 – скорость в зоне "Открыто" при открытии и закрытии. Устанавливается пользователем.

Сигнализация "Закрыто" – формирование сигнала "Задвижка закрыта" на дискретном выходе, на единичном индикаторе МПУ "Закрыто" и по последовательному интерфейсу.

Сигнализация "Открыто" – формирование сигнала "Задвижка открыта" на дискретном выходе, на единичном индикаторе МПУ "Открыто" и по последовательному интерфейсу.

4.5 Сравнительная характеристика блоков управления

Проведем сравнительную характеристику блока управления ESD-VCX производства ООО «Завод ПСА «ЭлеСи» с изначально запроектированным блоком фирмы AUMA

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты для сравнения

конкурентных технических решений, а именно:

Бп, Кп – балл показателей эффективности, конкурентоспособности предложенного блока управления электропривода ESD-VCX производства ООО «Завод ПСА ЭлеСи», г. Томск

Бк1, Кк1 - балл показателей эффективности, конкурентоспособности блока управления электропривода фирмы «ТЭК», г. Томск

Бк2, Кк2 - балл показателей эффективности, конкурентоспособности блока управления электропривода фирмы «AUMA», Германия.

Данные приведены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _п	Б _{к1}	Б _{к2}	К _п	К _{к1}	К _{к2}
		Блок управления «ESD-VCX»	Блок управления «ТЭК»	Блок управления «AUMA»	Блок управления «ESD-VCX»	Блок управления «ТЭК»	Блок управления «AUMA»
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности установки	0,06	5	2	3	0,3	0,12	0,18
Удобство в эксплуатации	0,07	4	2	3	0,28	0,14	0,21
Помехозащищенность	0,09	3	2	3	0,27	0,18	0,27
Энергоэкономичность	0,06	5	4	2	0,3	0,24	0,12
Надежность	0,14	4	3	5	0,56	0,42	0,7
Защищенность	0,1	5	3	2	0,5	0,3	0,2
Необходимость во флеш памяти	0,05	4	3	5	0,20	0,15	0,25
Мощность функционала	0,03	4	3	4	0,12	0,09	0,15
Удобство пользования	0,03	5	5	4	0,15	0,15	0,12
Оценка экономической эффективности							
Способность конкурировать	0,08	2	1	4	0,16	0,08	0,32
Внедрение на рынок	0,06	3	1	1	0,18	0,06	0,06
Стоимость	0,14	5	4	3	0,7	0,56	0,42
Гарантийный срок эксплуатации	0,1	3	3	5	0,21	0,21	0,35
Техническая поддержка	0,08	5	3	2	0,1	0,06	0,04
Итого:	1	57	39	46	4,03	2,76	3,36

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Коэффициент конкурентоспособности:

$$k_k = \frac{k_n}{k_{kcp}} = x = \frac{4,08}{(2,72+3,52)/2} = 1,31 \quad (4.2)$$

Так как $k_k > 1$, следовательно, изделие конкурентоспособно.

По полученным результатам, можно сделать вывод, что блок управления ESD-VCX производства ООО «Завод ПСА ЭлеСи» является наиболее эффективным к применению в модульной установке замера и регулирования природного газа. Уязвимость конкурентов объясняется наличием таких причин, как меньшее увеличение производительности, более низкая устойчивость, высокая цена и низкий уровень технической поддержки.

Так же в разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение было определено, что замена аналогов импортному оборудованию существенно снизила стоимость установки в целом.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Витик Артёму Владиславовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной на сайтах производителя, аналитических материалах, ТЗ, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; опрос
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- Потенциальные потребители результатов исследования
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	- Структура работ в рамках научного исследования - Определение трудоемкости выполнения работ - Разработка графика проведения научного исследования - Расчет материальных затрат научно-технического исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	- Оценка эффективности научного исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Календарный план-график

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСТН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Витик Артём Владиславович		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Цель работы – рассмотреть и изучить особенности эксплуатации и эффективного применения модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды месторождения X (Кемеровской области). Подобрать и предложить замену оборудования с целью расширения функциональных возможностей, импортозамещения, снижения стоимости установки.

Объектом исследования является модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды (МУЗиР).

Целью данного раздела является проведение анализа финансово-экономических аспектов выполненной работы. Оценка денежных затрат, обоснование экономической выгоды, эффективности и целесообразности исследования и разработки модернизации МУЗиР.

Задачи:

- определить потенциальных потребителей результатов исследования;
- определить трудоемкость выполненных работ;
- рассчитать материальные затраты научно-технического решения;
- оценить эффективность научного исследования.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации, специализирующиеся в нефтегазовой отрасли, в частности – газодобывающие компании. Для данных предприятий разрабатывается модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды.

В таблице 5.1 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности.

Таблица 5.1 – Карта сегментирования рынка услуг

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Реализация проектов строительства	Внедрение АСУ ТП	Разработка прикладного ПО
Размер компании	Мелкая	+	+	+	-
	Средняя	+	+	+	+
	Крупная	+	+	+	+

Согласно карте сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: внедрение АСУ ТП и разработка прикладного ПО для средних и крупных компаний.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Выполнение ВКР трудоемкий процесс, который оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – научный руководитель (НР), студент (С). Разделим выполнение дипломной работы на этапе, представленные в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Этапы	№ раб.	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка задания на ВКР	1	Составление и утверждение задания ВКР	НР
Выбор направления исследования	2	Изучение исходных данных и материалов по тематике	С
	3	Изучение и утверждение техзадания (ТЗ)	НР, С
	4	Календарное планирование работ	НР, С
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Изучение теоретического материала по выбранному направлению	С
	6	Изучение функциональных схем	С
	7	Подбор технологического оборудования	С
	8	Проведение теоретических расчетов и обоснований	С
	9	Разработка презентации	С
Оформление отчета по ВКР	10	Составление пояснительной записки	НР,С

Данная работа разделена на 4 этапа, для реализации проекта необходимы два исполнителя – научный руководитель (НР), студент (С).

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение трудоемкости выполнения работ для каждого исполнителя является важным моментом, т.к. трудовые затраты чаще всего являются основной частью стоимости проведенного исследования.

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости $t_{ож\ i}$ рассчитано по формуле:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (5.1)$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемое значение трудоемкости выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{min\ i}$ – минимально возможная трудоемкость заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{max\ i}$ – максимально возможная трудоемкость заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из полученных значений $t_{ожі}$, рассчитывается продолжительность каждого вида работы в рабочих днях T_p по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{C_i}, \quad (5.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной i -ой работы, раб. дн.;

C_i – численность исполнителей, одновременно выполняющих одну и ту же работу на определенном этапе, чел [14].

Данные сведены в таблицу 5.3

Таблица 5.3 – Временные показатели проведения НТИ

Номер работы	Исполнитель	Трудоемкость работ			Длительность работ в рабочих днях T_{pi} , раб.дн.	Длительность работ в календарных днях T_{ki} , кал. дн.
		t_{min} , чел.-дн.	t_{max} , чел.-дн.	$t_{ожі}$, чел.-дн.		
1	НР	1	2	1,4	1,4	2
2	С	8	12	9,6	9,6	14
3	НР	4	6	4,8	2,4	3
	С	4	6	4,8	2,4	3
4	НР	2	2	2	1	1
	С	2	4	2,8	1,4	2
5	С	5	7	5,8	5,8	8
6	С	10	14	11,6	11,6	17
7	С	15	20	17	17	25
8	С	4	6	4,8	4,8	19
9	С	1	2	1,4	1,4	2
10	НР	3	5	3,8	1,9	2
	С	3	5	3,8	1,9	2

По полученным данным можно сделать вывод, что основная доля трудоемкости в человеко-днях приходится на студента (С).

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

В качестве графика проведения научного исследования использовалась диаграмма Ганта, т.к. она является наиболее наглядным и удобным способом построения ленточного графика.

Для удобства разработки графика необходимо перевести длительность каждого этапа работ из рабочих дней в календарные. Продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях T_{ki} рассчитывается по формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k, \quad (5.3)$$

где T_{pi} – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях; T_{ki} – продолжительность выполнения этапа в календарных днях; k – коэффициент календарности. Коэффициент календарности, в свою очередь, рассчитывается по формуле:

$$k = \frac{T_{кг}}{T_{кг} - T_{вд} - T_{пд}}, \quad (5.4)$$

где $T_{кг}$ – количество календарных дней в году; $T_{вд}$ – количество выходных дней в году; $T_{пд}$ – количество праздничных дней в году.

В соответствии с производственным календарем на 2019 год календарных дней – 365, выходных и праздничных дней при шестидневной рабочей неделе – 118. Таким образом, получили значение $k = 1,48$.

Все рассчитанные значения представлены в таблице 5.3. На основании этой таблицы был построен календарный план-график, который представлен на рисунке 5.1.

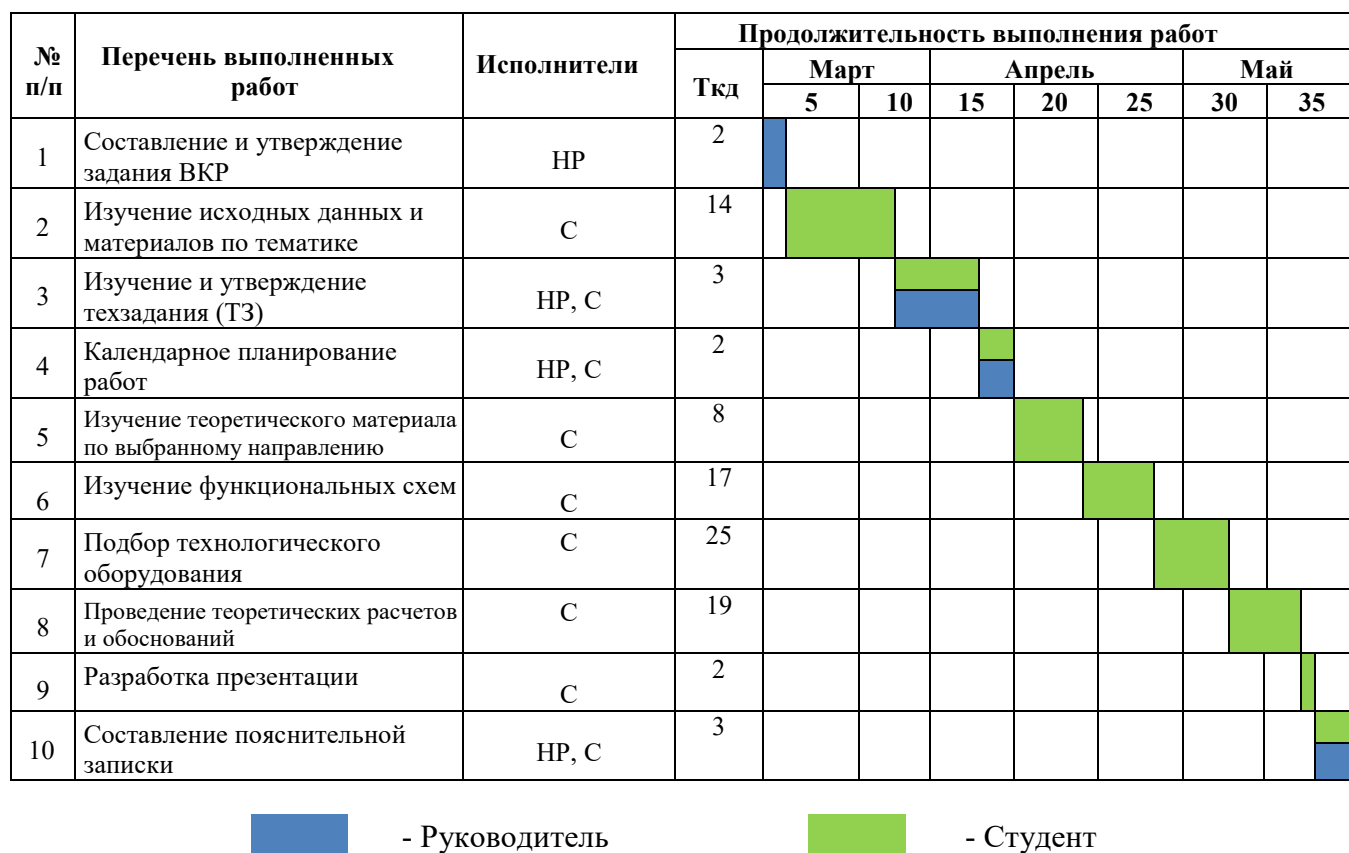


Рисунок 5.1 – Календарный план-график

5.2.4 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

В рамках расчета материальных затрат НТИ должны быть учтены:

- приобретаемое оборудование, необходимое для создания МУЗиР;
- затраты на дополнительные комплектующие;

Материальные затраты Z_M на i -й материальный ресурс рассчитывается по формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i}, \quad (5.5)$$

где k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;
 m – количество видов материальных ресурсов, используемых для выполнения научного исследования; C_i – цена на приобретение i -го вида приобретаемого материального ресурса; $N_{расх\ i}$ – количество материального ресурса i -го вида, которое планируется для использования при выполнении научного исследования [14].

По нашему мнению, для модернизации данного научного проекта необходима замена установленного на МУЗиР блока управления и электропривода фирмы «AUMA» на их аналоги блок управления ESD-VCX и электропривод «ГУСАР». Результаты расчетов материальных затрат представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Материальные затраты

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Дроссель регулируемый ДР1Э65х14.01	1	47000	442500
Многооборотный привод «ГУСАР»	1	255064	255064
Блок управления электропривода ESD-VCX	1	150060	150060
Преобразователь давления Метран 150 TG3	2	25665	51330
Блок вычисления расхода микропроцессорный БВР.М	2	21220	42440

Продолжение таблицы 5.4

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Фильтр сетчатый газа DN80 PN25	1	27540	27540
Фильтр сетчатый воды DN50 PN16	1	20456	20456
Преобразователь расхода жидкости ВЗЛЕТ ТЭР DN40PN16	1	39000	39000
Двухвентильный блок для манометров/датчиков давления	7	2670	18690
Итого:			651580

Общая стоимость оборудования значительно меньше изначально запроектированной, которая составляет 1157000 рублей.

5.2.5 Расчет основной заработной платы исполнителей темы

Заработная плата участников выполнения НТИ учитывает основную заработную плату и дополнительную и рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (5.6)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – величина основной заработной платы; $Z_{\text{доп}}$ – величины дополнительной заработной платы (15 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата одного исполнителя от предприятия рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (5.7)$$

где $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых исполнителем, раб. дн.

Среднедневная заработная плата $Z_{\text{дн}}$ рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.8)$$

где Z_m – месячный должностной оклад, руб.; M – количество месяцев работы

исполнителя без отпуска в течение года (при шестидневной рабочей неделе и отпуске в 48 рабочих дней значение M составляет 10,4 месяца); F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. [15]. Для расчета действительного годового фонда рабочего времени была заполнена таблица 5.5.

Таблица 5.5 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	24
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	223

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$З_M = З_B \cdot (k_{np} + k_o) \cdot k_p, \quad (5.9)$$

где $З_B$ – базовый оклад, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент; k_o – коэффициент доплат и надбавок; k_p – районный коэффициент (для г. Томска – 1,3).

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_B$, руб.	k_{np}	k_o	k_p	$З_M$, руб.	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$З_{осн}$, руб.
НР	20053	0,3	0,5	1,3	20855,1	1089,9	6	6539,5
С	8367,78	0,3	0,5	1,3	8702,49	405,9	52	21104,5
Итого:								27644

5.2.6 Расчет дополнительной заработной платы исполнителей темы

Дополнительная заработная плата учитывает величину предусмотренных Трудовым кодексом Российской Федерации доплат за отклонения от нормальных условий труда, а также выплаты, связанные с обеспечением компенсаций и гарантий.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{доп} = З_{осн} \cdot k_{доп}, \quad (5.10)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принятый за 0,15.

В результате получили значения, которые представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	З _{осн} , руб.	$k_{доп}$	З _{доп} , руб.
НР	6539,5	0,15	980,9
С	21104,5	0,15	3165,7
Итого:			4146,6

5.2.7 Расчет накладных расходов

В данной статье отражены расходы на выполнение проекта, которые не учтены в предыдущих статьях, их следует принять равными 10 % от суммы всех предыдущих расходов. Размер накладных расходов рассчитывается по формуле:

$$C_{накл} = (C_{зп} + C_M) \cdot k_{накл}, \quad (5.11)$$

где C_M – материальные затраты; $C_{зп}$ – затраты на заработную плату исполнителям, которая складывается из основной и дополнительной; $k_{накл}$ – коэффициент накладных расходов [15].

Применительно к нашей разработке размер накладных расходов составляет $C_{накл} = 68337,06$ руб.

5.2.8 Формирование бюджета затрат научно-технического исследования

Определение бюджета затрат на НТИ представлено в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Номер пункта
Материальные затраты НТИ	651580	3.2.4
Затраты по заработной плате исполнителей темы	28790,6	3.2.5, 3.2.6
Накладные расходы	68337,06	3.2.7
Бюджет затрат НТИ	748707,7	3.2.4 – 3.2.7

Полученная в результате величина затрат является базой для формирования бюджета затрат на проект.

5.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле:

$$I_{фин}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (5.12)$$

где $I_{фин}^{испi}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

В случае если при разработке модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды будем использовать оборудование отечественного производства в качестве импортозамещения, а именно блок управления «ESD-VCX» производства ООО «Завод ПСА «ЭлеСи» электропривод «ГУСАР» производства НПО «Сибирский- машиностроитель»,

то интегральные показатели для различных исполнений будут выглядеть следующим образом:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{748707,7}{1405000} = 0,5$$

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{1405000}{1405000} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.13)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии оценки	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп.2
1.Повышение производительности труда пользователя	0,40	5	3
2.Удобство в эксплуатации	0,20	4	3
3. Энергосбережение	0,15	4	2
4. Надежность	0,25	3	4
Итого	1		

$$I_{p1} = 0,40 \cdot 5 + 0,20 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 3 = 4,15; \quad I_{p2} = 0,40 \cdot 3 + 0,20 \cdot 3 + 0,15 \cdot 2 + 0,25 \cdot 4 = 3,1.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки (I_{ucni}) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{ucni} = \frac{I_{pi}}{I_{фичр}^{ucni}}, \quad (5.14)$$

Получаем, $I_{ucn1} = 8,3$; $I_{ucn2} = 3,1$.

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{cp}$) определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{ucn1}}{I_{ucn2}}, \quad (5.15)$$

Сравнительная эффективность разработки приведена в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1	Исп.2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,5	1,00
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,15	3,1
Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки	8,1	3,1
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	2,6	0,37

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять, что наиболее эффективный вариант решения технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является предложенный вариант замены оборудования, а именно первый вариант исполнения.

Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Экономическая часть выпускной квалификационной работы была представлена с целью показать конкурентоспособность и экономическую выгоду применения блока управления ESD-VCX в МУЗиР:

1. Проведен анализ конкурентных технических решений, по результатам которого определен максимальный балл 4,08 блока управления ESD-VCX производства ООО «Завод ПСА ЭлеСи» в сравнении с его аналогами, в том числе запроектированным изначально блоком управления фирмы «AUMA». Что говорит нам о том, что подобранный вариант замены, по многим показателям превосходит своих конкурентов.

2. Произведено планирование проектных работ, результатом которого определено, что на реализацию потребуется 2 исполнителя (научный руководитель и студент), общая продолжительность проекта – 95 календарных дней.

3. Составлен расчет материальных затрат на проведение НТИ. Проведен расчет основной и дополнительной заработной платы, так же были рассчитаны накладные расходы. Общая величина затрат на реализацию проекта составляет 748707.7 рублей, когда как изначально стоимость проекта составляла 1405000 рублей, что значительно больше.

4. В заключение был определен интегральный показатель эффективности данного проекта. Сравнительная эффективность проекта от начального увеличилась почти в 2 раза. В связи с чем НТИ можно считать экономически обоснованным, эффективным и целесообразным с позиции ресурсоэффективности, импортозамещения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б53Т	Витик Артёму Владиславовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования).	Модульная установка замера и регулирования должна быть расположена на специально подготовленной открытой площадке, отвечающей требованиям для размещения технологического оборудования.
2. Отбор законодательных и нормативных документов по теме.	ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности	Анализ выявленных вредных факторов: - общая система производственного освещения - шум от работы - установки замера и регулирования - вибрации от работы - установки замера и регулирования - отклонение показателей климата на открытом воздухе
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности	Анализ выявленных опасных факторов: - Электрический ток - Пожаровзрывобезопасность
3. Охрана окружающей среды	Охрана окружающей среды: - Экологическая безопасность
4. Защита в чрезвычайных ситуациях	Безопасность в чрезвычайных ситуациях
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии	Правовые нормы трудового законодательства (соц. защиты)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Витик Артём Владиславович		

6 Социальная ответственность

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления производством в ООО «Газпром добыча Кузнецк» и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране труда (безопасности) труда, обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора.

Цель работы – рассмотреть и изучить особенности эксплуатации и эффективного применения модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды месторождения X (Кемеровской области). Подобрать и предложить замену оборудования с целью расширения функциональных возможностей, импортозамещения, снижения стоимости установки.

Объектом исследования является модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды (МУЗиР).

Задачей этого раздела является проведение изучения характера разработанных в проекте решений исходя из убеждений социальной ответственности за моральные, публичные, экологические, вероятные отрицательные результаты и вред здоровью человека по итоге их внедрения.

6.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

Рабочее место модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (узел учета газа, узел учета воды, модуль управления и электроснабжения), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

На рабочем месте действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению работоспособности. Рассмотрим подробно наиболее опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ.

6.1.1 Превышение уровней шума

Виброакустические условия на рабочих местах определяются шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочее), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздухопроводы) и многие другие.

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ находится МУЗиР, которая создает уровень шума, не превышающий допустимый (max 80 дБ) согласно [7].

Способы борьбы с шумом на рабочем месте:

- снижение уровня шума в источнике;
- размещение оборудования более рационально;

- монтаж экранов с звукоизоляционным покрытием между оборудованием и рабочим местом;
- необходимое соблюдение режимов сна, труда и отдыха;

6.1.2 Вибрация от работы установки замера и регулирования

Воздействие на работающих повышенных уровней вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90-110 дБ, при этом превышая на 5-25 дБ допустимые нормы.

Двигатель, приводящий в движение рабочее тело насоса, создает определенную вибрацию. На основании ГОСТ 12.1.012–90 92 дБ, при рабочей частоте 63 Гц, является нормой виброскорости. Вибрация на рабочем месте оператора ДНГ составляет менее 60 дБ, что не превышает допустимую норму [8].

Методы борьбы с вибрацией на рабочем месте:

- виброизоляция;
- виброгашение;
- индивидуальные средства защиты.

6.1.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям,

вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже - 45°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работы. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [9].

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для закрытых территорий и 75 м – для не обогреваемых помещений [9].

Средняя температура июля составляет плюс 18–24° С, января минус 20–26° С. Колебания температуры составляют от +40 до –50 °С.

6.1.4 Расчет искусственного освещения

Правильное спроектированное и выполненное освещение на предприятии, обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности.

Задачей расчета искусственного освещения является определение числа светильников, их типа, мощности источников света.

К числу источников света, как для общего так и для комбинированного освещения, являются люминесцентные лампы: ЛЛЦ, ЛД, ЛХБ, ЛБ, ЛТБ. Из них наиболее экономичными являются лампы типа ЛБ.

Применение на рабочих местах одного местного освещения не допускается. Общее равномерное освещение применяется для тех помещений, где работа производится по всей площади, и нет необходимости в лучшем освещении отдельных участков.

Система общего локализованного освещения применяется тогда, когда в производственном помещении есть участки, на которых производятся работы с высоким зрительным напряжением.

Полученная из [СНИиП] 23-05-95 величина освещения корректируется с учетом коэффициента запаса, так как со временем за счет загрязнения светильников и уменьшения светового потока ламп освещенность снижается. Значения коэффициента запаса указаны в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Значение коэффициента запаса

Характеристика объекта	Люминесцентные лампы	Лампы накаливания
Помещения с большим выделением пыли	2,0	1,7
Помещения со средним выделением пыли	1,8	1,5
Помещения с мыльным выделением пыли	1,5	1,3

При выборе расположения светильников необходимо руководствоваться двумя критериями:

- 1) Обеспечение высокого качества освещения, ограничение ослеплённости и необходимой направленности света на рабочие места;
- 2) Наиболее экономичное создание нормированной освещенности.

Система освещения производственных помещений:

- Общее равномерное освещение лампами накаливания;

Тип светильников:

- Универсальный без затемнителя;

Выполняемые работы имеют высокую точность и относятся к 1 категории.

Размеры производственного помещения:

- высота 8 м;
- длина 80 м;
- ширина 40 м;

Потолок и стены светлые, пол темный.

Площадь помещения: $S = AB = 80 \cdot 40 = 3200 \text{ м}^2$

Находим величину минимально допустимой табличной освещенности:

$E_n = 300 \text{ лк}$

По условию слепящего действия высота подвеса светильника над полом: 7м.

Свес светильника:

Тогда высота подвеса светильника над рабочей поверхностью:

где 0,8 – высота рабочей поверхности.

Производим предварительную разметку светильников. Расстояние между светильниками L определяется, как выгоднейшее: $L = 1,5 \cdot 4,2 = 6,3 \text{ м}$

Устанавливаем светильники по длине (отступив от стен 2м) на расстоянии 5м.

Устанавливаем светильники по ширине (отступив от стен 2м) на расстоянии 6м.

В результате разметки принимаем 60 светильников.

Для определения коэффициента использования находим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h + (A + B)} = \frac{3200}{4,2 + (80 + 40)} = 6,34 \quad (6.1)$$

Коэффициенты использования:

$$\text{Расчетный световой поток: } F = \frac{EnkSZ}{nh} = \frac{300 \cdot 1,3 \cdot 3200 \cdot 1,15}{60 + 0,43} = 37375 \text{ лм}$$

Где k – коэффициент запаса;

Z – коэффициент, учитывающий отклонение от средней величины.

По полученному потоку подбираем мощность лампы для работы на напряжение 220 В. Наиболее подходящей лампой является лампа ДРЛ мощностью 700 Вт со световым потоком 38000 лм. Принимаем 55 светильников. Расчет количества светильников показан на рисунке 6.1.

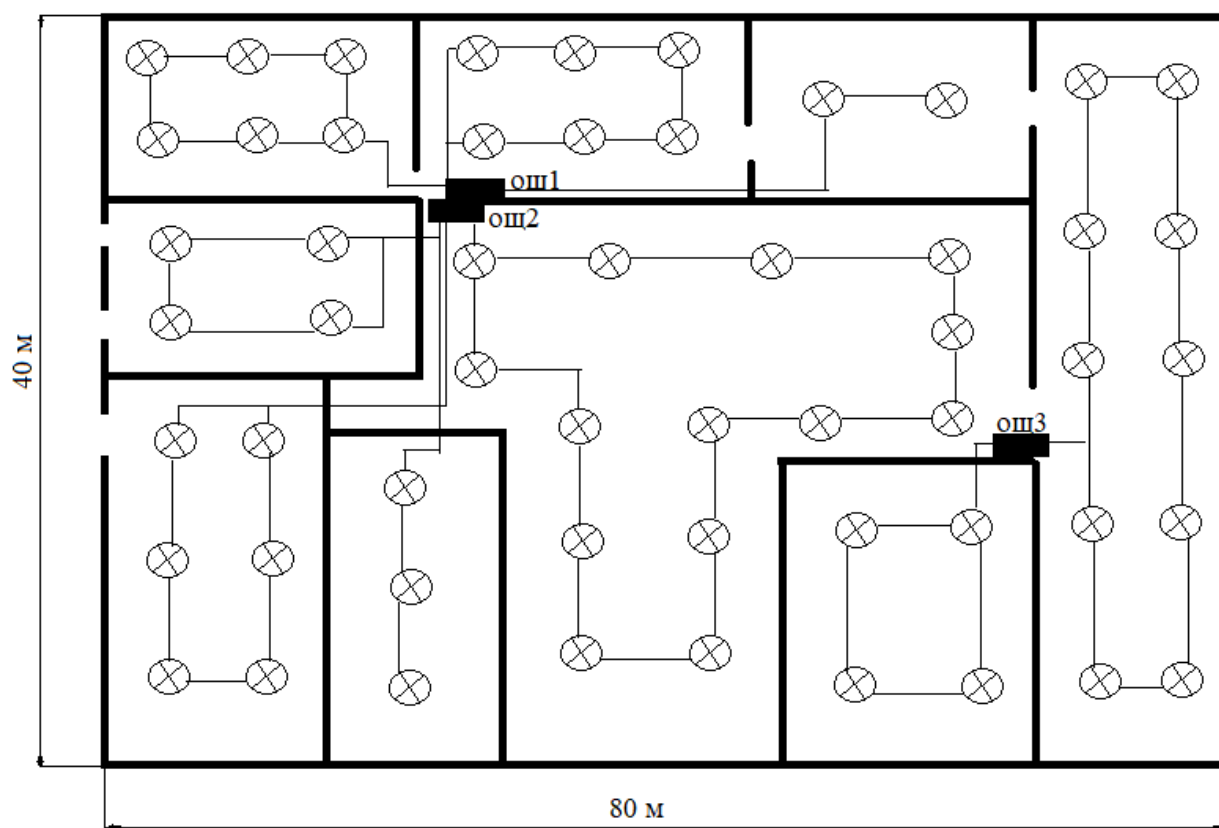


Рисунок 6.1 – Схема освещения модульной установки замера и регулирования

Рассчитав искусственное освещение, можно с уверенностью сказать, что она обеспечивает возможность нормальной деятельности и высокого качества освещения, ограничивает ослеплённость и необходимую направленность света на рабочие места.

6.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны

При разработке модульной установки замера и регулирования должен быть сформирован ряд технических решений, соответствующие требованиям экологических, санитарно- гигиенических, противопожарных и остальных норм, которые работают на территории Российской Федерации и обеспечивающих неопасную для окружающей среды и жизни людей эксплуатацию.

С целью понижения угрозы и вредности производства при использовании блока замера газа должны быть предусмотрены последующие мероприятия:

- обеспечение безопасного обслуживания и ремонта оборудования, электроустановок, приборов и щитов, от статического электричества;
- преимущественное использование элементов конструкций, изготовленных на специализированных предприятиях, имеющих необходимое оборудование и лицензию на изготовление;
- требования безопасности, предъявляемые к комплектным устройствам, монтируемым в шкафах управления, должны соответствовать ГОСТ 2.2.007.0-75;

6.2.1 Электрический ток

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток, воздействует на организм следующим образом:

Биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания (вплоть до остановки). Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. Наиболее частой причиной смерти от

электротравмы является фибрилляция желудочков сердца, при которой нарушается сократительная способность мышц сердца [11].

Электролитическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, что может привести к нарушению их физико-химического состава.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89, существуют следующие средства защиты от повышенного значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека:

1. оградительные устройства;
2. индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики)
3. устройства автоматического контроля и сигнализации;
4. изолирующие устройства и покрытия;
5. устройства защитного заземления и зануления;
6. устройства автоматического отключения;
7. устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
8. устройства дистанционного управления;
9. предохранительные устройства;
10. молниеотводы и разрядники;
11. знаки безопасности.

В МУЗиР имеются напряжения, опасные для жизни. Любой разрыв защитного проводника или отсоединение зажима защитного заземления может сделать МУЗиР опасным. Нарушение заземления запрещено.

МУЗиР удовлетворяет нормам промышленных радиопомех, установленных для оборудования класса А по ГОСТ Р 51318.22-99, и не должна применяться в жилых, коммерческих и производственных зонах с малым энергопотреблением и подключаться к низковольтным распределительным и электрическим сетям.

Наладка, ввод в эксплуатацию и гарантийное обслуживание МУЗиР, ремонт функциональных блоков, плат осуществляются специалистами

предприятия-изготовителя согласно договорам, заключенным с предприятиями-потребителями, а также специалистами, аттестованными на выполнение соответствующих работ на предприятии-заказчике [4].

Основным условием соблюдения мер безопасности является твердое знание обслуживающим персоналом правил эксплуатации МУЗиР и выполнение требований ЭД.

К работе с МУЗиР допускаются лица, имеющие удостоверения на право работы при эксплуатации электроустановок с напряжением до 1000 В, а также прошедшие инструктаж по технике безопасности труда.

6.2.2 Пожаровзрывобезопасность

Контроль пожароопасной обстановки МУЗиР обеспечить извещателями пламени «контроль наличия открытого пламени» (например, ИПЭС). Для оповещения о пожаре предусмотреть свето-звуковую сигнализацию в виде поста ПАСВ1-П-76-1Ж1КУ1.

Применяемое оборудование должно быть отечественного производства во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасных смесей в этих зонах [13].

Электроснабжение систем противопожарной защиты предусмотреть по особой группе I категории надежности.

Предусмотреть вывод сигналов о пожаре и неисправности средств противопожарной защиты на АРМ «Орион» операторной №1 начальника смены ПДС.

6.3 Охрана окружающей среды

Для повышения надежности и сведения к минимуму негативных воздействий на компоненты окружающей среды при эксплуатации оборудования данной установки предусмотрены следующие технические решения:

- герметизация процесса замера газа и пластовой воды;

- применение средств контроля возможных утечек;
- 100 % контроль качества сварных стыков основных трубопроводов и не менее 2% контроль качества сварных стыков дренажных трубопроводов;
- использование современных высококачественных антикоррозионных покрытий.

Экологическая чистота модульной установки замера и регулирования должна обеспечиваться отсутствием неконтролируемых утечек и закрытой системой дренажа.

6.3.1 Экологическая безопасность

При установке, работе и обслуживании происходят:

- Вредные воздействия на среду

Состояние ландшафта и флористического состава растительного покрова.

Этап строительства и обустройства площадки, проведения буровых работ и гидроразрывов угольного пласта завершился природоохранным мероприятием по рекультивации нарушенных почв и восстановлению ландшафта. С этой целью амбары с отходами бурового раствора были засыпаны, выполнены проектные работы по технической и биологической рекультивации.

Практически вокруг площадок УМ–1 и УМ–5 изменений первоначального ландшафта не было отмечено. Растительность на площадках УМ–1 и УМ–5 и в местах расположения амбаров развивается нормально. Состояние растительности – без признаков угнетения, представлена типичными местными видами высотой 30–60 см:

- площадка УМ–1: растительный покров – разнотравно–злаковый, среди которых доминантными является ежа сборная – до 45%, клевер луговой (примерно 20%) и одуванчик лекарственный–10% от проективного покрытия;

- площадка УМ–5: растительный покров –разнотравно–злаковый, среди которых доминантными являются ежа сборная–10–15 % и лабазник вязолистный –7% от проективного покрытия.

Таким образом, после этапа строительства и обустройства площадок, природный ландшафт вокруг площадок УМ–1 и УМ–5 был восстановлен, флористический состав также остался не измененным, растительность на восстановленных площадях возобновилась примерно такого же видового состава.

Состояние почв.

Оказание значительного техногенного воздействия на почвы. Это в первую очередь обуславливает достаточно значительный уровень содержания в почвах тяжелых металлов. В районе экспериментальных площадок за период наблюдений в основном изменения в содержания тяжелых металлов обусловлены появлением отвалов и влиянием отсыпных грунтов.

Один из главных потенциальных источников воздействия на почвы – пластовые воды влияние в период проведения экспериментальных работ практически не оказывали, что связано с малой производительностью откачивающих насосов и с достаточно длительным периодом, когда не производилась откачка пластовых вод.

В дальнейшем требуются систематические наблюдения за изменением геохимического состояния почв, исследование влияния изменения содержания почвенного метана и пластовых вод на почвенный покров.

Влияние на водные объекты.

Главный потенциальный источник воздействия – пластовые воды, откачиваемые из угольных пластов.

Воды из эксплуатационных скважин площадки УМ–1 и УМ–5 слабосоленые (солончатые), слабощелочные гидрокарбонатно–натриевые. С глубиной минерализация подземных вод увеличивается, хотя тип не меняется.

Микрокомпонентный состав водных проб за 20010–2011 г.г. представлен в сводной таблице 6.2

Таблица – 6.2 Микрокомпонентный состав подземных вод (мкг/л)

Скважина	УМ1–1	УМ1–2	АмбарУМ–1	Сток УМ–1	Амбар УМ–5	ГФС	Ручей УМ–5	Озеро УМ5	УМ5 эк.скв.
2010 год									
Cu	54,7	21,3	12,3	7,2	5,5	0,1	3,0	–	–
Se	7,5	1,1	2,6	3,0	1,5	1,8	1,4	–	–
Bi	6,6	0,5	3,1	3,3	3,9	0,3	0,1	–	–
Co	10,1	1,2	5,1	3,9	1,5	0,4	1,5	–	–
Cr	53,8	36,3	44,4	21,6	25,1	5,5	23,7	–	–
Ni	72,0	10,1	20,3	8,4	11,3	4,4	17,0	–	–
Pb	2,6	0,7	2,2	1,6	2,1	0,2	0,9	–	–
Zn	210,7	19,6	77,9	69,6	10,9	8,9	12,8	–	–
2011 год									
Cu	–	1,4	4,1	3,2	7,8	–	3,8	0,5	0,1
Se	–	3,8	3,8	2,8	2,7	–	0,4	0,6	2,8
Bi	–	1,39	0,5	1,3	0,5	–	0,2	0,2	0,2
Co	–	2,6	1,9	2,1	2,4	–	0,1	3,0	1,9
Cr	–	4,1	11,1	10,7	53,7	–	0,2	30,9	19,0
Ni	–	5,0	6,3	7,1	5,7	–	2,4	23,8	<0,1
Pb	–	0,9	1,3	1,9	1,7	–	14,8	0,4	0,2
Zn	–	19,4	10,1	40,0	10,4	–	26,0	8,0	14,9

Как следует из полученных результатов, небольшое превышение ПДК (около 7 %) в 2010 г. наблюдалось только для хрома в пробе из скважины УМ–1–1. Однако, существенно более низкое содержание этого элемента в воде из скважины УМ–1–2 приводит к тому, что концентрация указанного элемента в амбаре площадки УМ–1 становится на 10 % ниже ПДК. Содержание всех остальных компонентов существенно ниже соответствующих значений ПДК. В силу этого ранее был сделан вывод о том, что подземные воды, сбрасываемые после откачки из эксплуатационных скважин в местную эрозионную сеть (включая речные водотоки), не будут являться значительным источником загрязнения. Кроме этого, было отмечено, что для всех элементов, кроме селена, висмута и свинца, в водах, которые просачиваются из амбара площадки УМ–1, наблюдались меньшие концентрации, чем в воде амбара. Это свидетельствует об осаждении элементов, тем более, что в амбаре значения рН выше, чем в пробах

из скважин. Если принять во внимание, что содержание бикарбонат-иона в указанных пробах ведет себя аналогично, можно предположить, что осаждение микроэлементов происходит в виде гидроксидов и гидрокарбонатов. Постепенное накопление микроэлементов в отложениях амбара или снижение рН в амбарных водах впоследствии может привести к необходимости проведения рекультивационных мероприятий.

По большинству показателей пластовая вода соответствует требованиям к качеству воды хозяйственно-бытового назначения.

Влияние на атмосферу.

На экспериментальных площадках источниками воздействия на атмосферу являются факела (и установка выпаривания пластовых вод на УМ-1). Расчет рассеивания показал, что в соответствии с СанПиН 2.2.1. 2.1.1. 1200-03 факела площадок УМ-1 и УМ-5 со сжиганием угольного метана не являются источником воздействия, т.к. загрязнение атмосферы на промплощадке и прилегающей территории существенно меньше 0,1 ПДК (на УМ-1 не более 0,03 ПДК, на УМ-5 в два раза меньше). Влияние на окружающую среду не существенно. В дальнейшем, на этапе добычи, когда метан будет транспортироваться потребителям, источники выбросов будут ликвидированы.

Необходим дальнейший контроль выбросов расчетными методами.

Значимые экологические аспекты добычи угольного метана (на этапе осушения метана) – возможное воздействие пластовых вод при сбросе на рельеф; повышение содержания метана в почвах на ограниченной территории, возможное влияние измененного содержания метана в почвах на состояние подземных вод и растительности, данные аспекты требуют дальнейших наблюдений и исследований.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

«Чрезвычайная ситуация (ЧС) — это совокупность событий, результат наступления которых характеризуется одним или несколькими из следующих

признаков:

- опасность для жизни и здоровья значительного числа людей;
- существенное нарушение экологического равновесия в районе чрезвычайной ситуации;
- выход из строя систем жизнеобеспечения и управления, полное или частичное прекращение хозяйственной деятельности;
- значительный материальный и экономический ущерб;
- необходимость привлечения больших, как правило, внешних по отношению к району ЧС, сил и средств для спасения людей и ликвидации последствий;
- психологический дискомфорт для больших групп людей.

В последние 50 лет участились случаи развития техногенных аварий в чрезвычайные ситуации. Это привело к широкому международному обсуждению данной проблемы и принятию ряда международных документов. Так Международная организация труда (МОТ) приняла конвенцию и рекомендации по предупреждению крупных техногенных ЧС. На уровне ООН была принята «Декларация ООН по охране окружающей среды». В нашей стране принято большое количество законодательных и нормативных актов, посвященных проблемам промышленной безопасности, техногенным чрезвычайным ситуациям, снижению риска аварий на опасных производственных объектах.»

Мероприятия по устранения чрезвычайных ситуаций:

- формирование бригады быстрого реагирования со специальной техникой, инструментом, при помощи которой в случае ЧС возможна откачка лишней воды и вывоз за пределы месторождения;
- необходимо сообщить начальнику участка о возникновении чрезвычайной ситуации, или о возможности ее возникновения;
- отключить автоматику

- принять по предотвращению ЧС возможные меры до приезда бригады
- при полной потери связи необходимо запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [7], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз

трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся вследствие продолжительного мускульного напряжения.

6.5.1 Социальна защита пострадавших на производстве

Принципы возмещения причиненного вреда

Если вред причинен работнику источником повышенной опасности, работодатель обязан возместить его в полном объеме, если не докажет, что вред возник вследствие непреодолимой силы либо умысла потерпевшего, т.е. работодатель в этих случаях отвечает и при отсутствии своей вины, например, если вред причинен случайно. Если вред причинен не источником повышенной опасности, работодатель несет ответственность лишь при наличии своей вины и освобождается от ответственности, если докажет, что вред причинен не по его вине. Понятие вины работодателя понимается в широком смысле, как не обеспечение работодателем здоровых и безопасных условий труда.

Полагающиеся пострадавшему денежные суммы в возмещение вреда, компенсации дополнительных расходов и единовременное пособие могут быть увеличены по согласованию сторон или на основании коллективного договора.

Заявление о возмещении вреда подается работодателю (администрации предприятия). Работодатель рассматривает заявление о возмещении вреда и принимает соответствующее решение в десятидневный срок. Решение оформляется приказом (распоряжением, постановлением) администрации предприятия. При несогласии заинтересованного гражданина с решением работодателя или при неполучении ответа в установленный срок.

Заключение

В ходе выполнения этой работы было рассмотрено применение модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды разработанная компанией ООО «Завод ПСА ЭлеСи» по техническому заданию ООО «Газпром добыча Кузнецк» X месторождении.

Были рассмотрены особенности добычи метана из угольных пластов, рекомендации по направлениям использования и утилизации газа и попутно извлекаемой воды.

Изучен принцип работы модульной установки замера и регулирования природного газа и пластовой воды, его основные требования к эксплуатации, описание технологического процесса и применяемого оборудования.

В целях повышения производительности и уменьшения стоимости затрат, был проведен анализ эффективности и предложена замена блока управления электроприводом на отечественный аналог.

Можно сделать вывод, что в результате предложенной замены оборудования, значительно снизилась стоимость установки в целом, а также увеличились ее функциональные возможности, она может использоваться для замера и регулирования природного газа и пластовой воды на различных промышленных предприятиях. Эта система повысит производительность, повысит точность и надежность измерений, она отвечает всем современным требованиям к системам автоматизации, такие как безопасность, эргономичность системы управления и позволяет надежно работать оборудованию на протяжении всего срока эксплуатации системы.

Список используемых источников

1. Малышев Ю.Н. Фундаментально прикладные методы решения проблемы метана угольных пластов. – М.: Издательство Академии горных наук, 2000. – 519 с.
2. Метан угольных пластов. Перспективы разработки нетрадиционных углеводородов на территории СНГ [Электронный ресурс]. – М.: «Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.», 2011. – 14 с. URL: <http://www.ey.com>
3. Громаков Е.И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
4. Техническое задание ООО «Газпром добыча Кузнецк» Модульная установка замера и регулирования природного газа и пластовой воды. – Томск, 2017.
5. Руководство по эксплуатации блока управления ESD-VCX ИФУГ 01.421414.012.03.25 – Томск 2016.
6. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
7. ГОСТ 12.1.003–83. Шум. Общие требования безопасности. – М., 1999. – 11 с.
8. ГОСТ 12.1.012–90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие сведения. – Минск., 1990. – 34 с.
9. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: Стандартиформ, 2007. – 11 с.
10. ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования». – М.: Издательство стандартов, 2007.
11. ГОСТ Р 51330.10-99. «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i». – М.: Издательство стандартов, 2008.

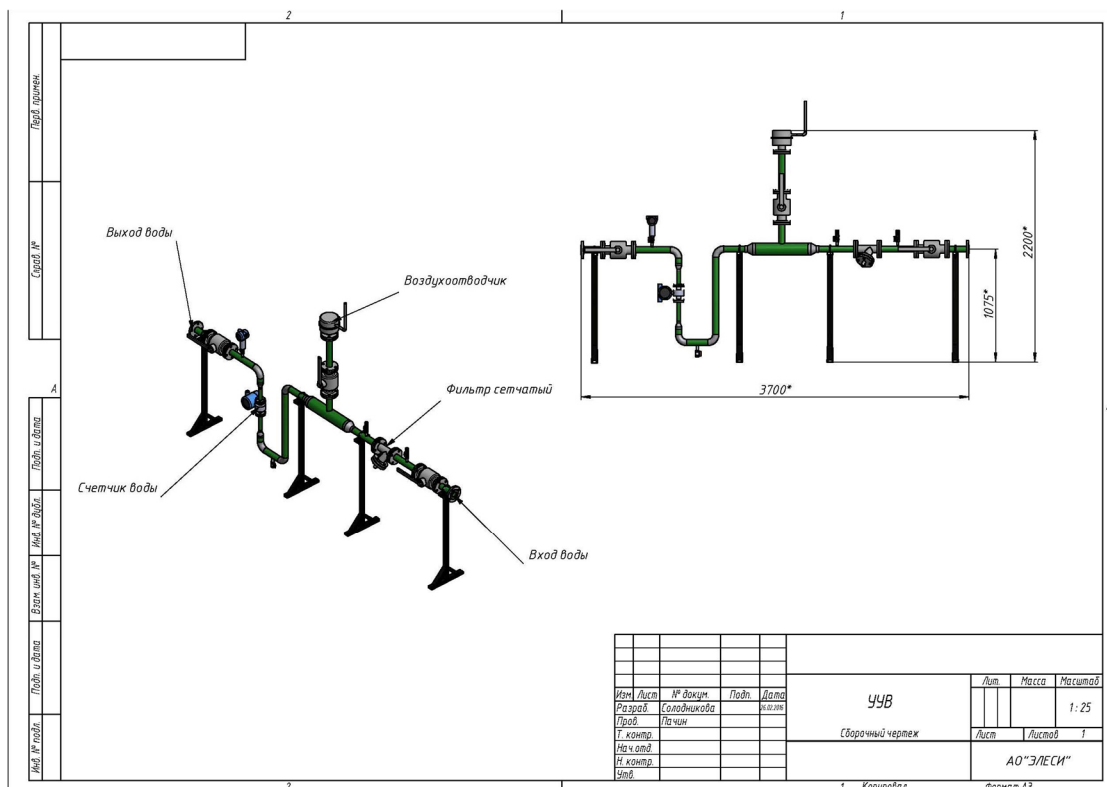
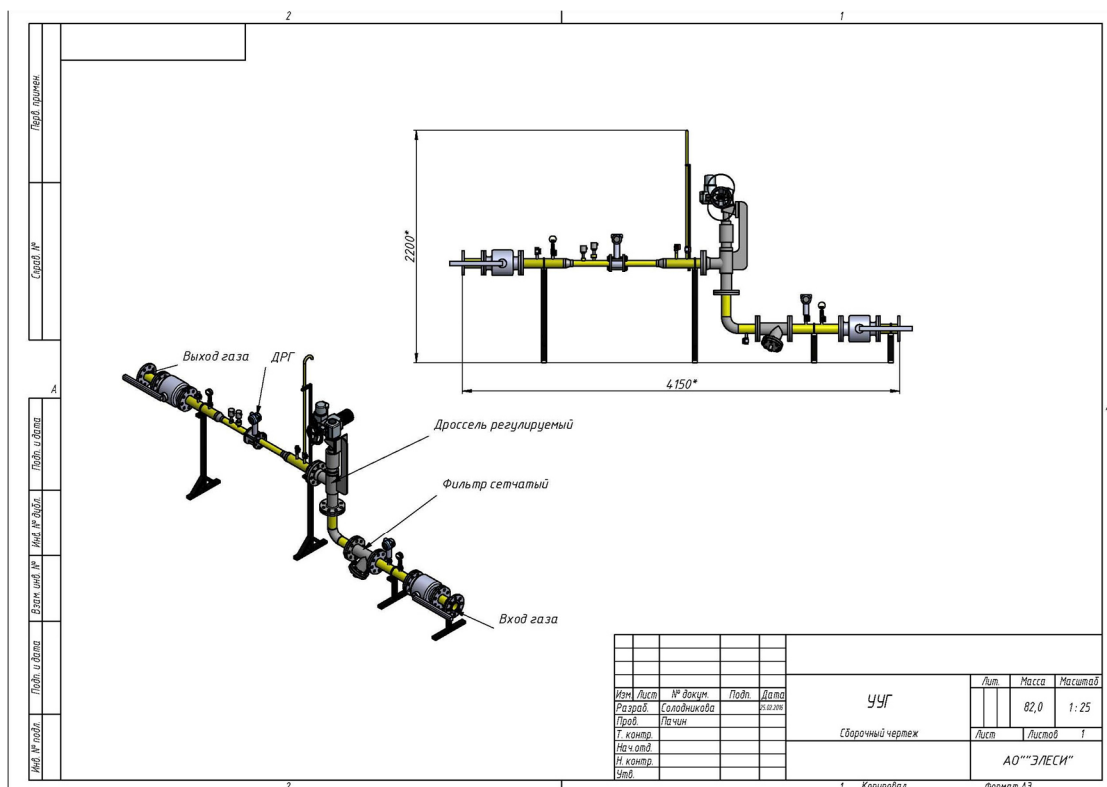
12. ГОСТ Р 51330.9-99 (МЭК 60079-10-95) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон». – М.: Издательство стандартов, 1999.

13. ГОСТ Р 51330.5-99 (МЭК 60079-4-75) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения». – М.: Издательство стандартов, 1999.

14. Шимко, П.Д. Международный финансовый менеджмент: Учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / П.Д. Шимко. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 493 с.

15. Румянцева, Е.Е. Финансовый менеджмент: Учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / Е.Е. Румянцева. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 360 с.

Приложение А



A