

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Физико-технический
Направление – Ядерные физика и технологии
Кафедра – Электроника и автоматика физических установок
Специальность – Электроника и автоматика физических установок

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ГРУППОВОЙ ЗАМЕРНОЙ УСТАНОВКИ НА НЕФТЯНОМ КУСТЕ СКВАЖИН №1 ЮЖНО-ТАБАГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.276.05:681.2.001.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0712	Григорян С.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Гл. спец ОАТП ООО «Томск- нефтепроект»	Гладков А.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По научно-техническим вопросам

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭАФУ ФТИ	Денисевич А.А.			

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Меньшикова Е.В.	канд. филос. наук, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Акимов Д.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭАФУ	Горюнов А.Г.	д. т. н., доцент		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
Р1	<p>Представлять современную картину мира на основе целостной системы естественнонаучных и математических знаний, а также культурных ценностей; понимать социальную значимость своей будущей профессии, обладать высокой мотивацией к выполнению профессиональной деятельности, защите интересов личности, общества и государства; быть готовым к анализу социально-значимых процессов и явлений, применять основные положения и методы гуманитарных, социальных и экономических наук при организации работы в организации, к осуществлению воспитательной и образовательной деятельности в сфере публичной и частной жизни.</p>
Р2	<p>Обладать способностями: действовать в соответствии с Конституцией РФ, исполнять свой гражданский и профессиональный долг, руководствуясь принципами законности и патриотизма, правилами и положениями, установленные законами и другими нормативными правовыми актами; к логическому мышлению, обобщению, анализу, прогнозированию, постановке исследовательских задач и выбору путей их достижения; понимать основы национальной и военной безопасности РФ; работать в многонациональном коллективе; формировать цели команды, применять методы конструктивного разрешения конфликтных ситуаций; использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и научно-производственных работ.</p>

Р3	Самостоятельно, методически правильно применять методы самостоятельного физического воспитания для повышения адаптационных резервов организма и укрепления здоровья, готовностью к достижению и поддержанию должного уровня физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
Р4	Свободно владеть литературной и деловой письменной и устной речью на русском языке, навыками публичной и научной речи. Уметь создавать и редактировать тексты профессионального назначения, владеть одним из иностранных языков как средством делового общения.
Р5	Находить организационно-управленческие решения в нестандартных ситуациях и нести за них ответственность; быть готовым к принятию ответственности за свои решения в рамках профессиональной компетенции, принимать решения в нестандартных условиях обстановки и организовывать его выполнение, самостоятельно действовать в пределах предоставленных прав; самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля для приобретения новых знаний и умений, в том числе в новых областях, непосредственно не связанных со сферой деятельности, развития социальных и профессиональных компетенций.
Р6	Применять основные законы естественнонаучных дисциплин, математический аппарат, вычислительную технику, современные методы исследований процессов и объектов для формализации, анализа и выработки решения профессиональных задач.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
Р7	Уметь самостоятельно повышать уровень знаний в области

	<p>профессиональной деятельности, приобретать с помощью информационных технологий и использовать в практической деятельности новые знания и умения; использовать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт, методы научно-исследовательской и практической деятельности, современные компьютерные технологии и базы данных в своей предметной области; работать с информацией в глобальных компьютерных сетях; оценивать перспективы развития АСУ и АСНИ физических установок (вооружения и техники, процессов и аппаратов атомной промышленности и энергетики), использовать современные достижения в научно-исследовательских работах.</p>
P8	<p>Применять знания о процессах в ядерных энергетических и физических установках, и о технологических процессах ядерного топливного цикла используя методы математического моделирования отдельных стадий и всего процесса для разработки АСУ ТП и АСНИ с применением пакетов автоматизированного проектирования и исследований.</p>
P9	<p>Использовать знания о протекающих процессах в ядерных энергетических установках, аппаратах производств ядерного топливного цикла, теории и практики АСУ ТП, при проектировании, настройке, наладке, испытаниях и эксплуатации современного оборудования, информационного, организационного, математического и программного обеспечения, специальных технических средств, сооружений, объектов и их систем; организовать эксплуатацию физических установок (вооружения и техники, процессов и аппаратов атомной промышленности и энергетики), современного оборудования и приборов с учетом требований руководящих и</p>

	<p>нормативных документов; быть готовым к освоению новых образцов физических установок, составлению инструкций по эксплуатации оборудования и программ испытаний.</p>
P10	<p>Использовать технические средства и информационные технологии, проводить предварительное технико-экономического обоснования проектных расчетов устройств и узлов приборов и установок, расчет, концептуальную и проектную проработку программно-технических средств АСУ ТП и АСНИ, применять методы оптимизации, анализа вариантов, поиска решения многокритериальных задач с учетом неопределенностей объекта управления, разрабатывать способы применения программно-технических средств АСУ ТП и АСНИ, решать инженерно-физические и экономические задачи, применяя знания теории и практики АСУ, включающее математическое, информационное и техническое обеспечения, для проектирования, испытания, внедрения и эксплуатации АСУ ТП и АСНИ.</p>
P11	<p>Понимать сущность и значение информации в развитии современного общества, соблюдать основные требования безопасности и защиты государственной тайны; выполнять мероприятия по восстановлению работоспособности физических установок (вооружения и техники, процессов и аппаратов атомной промышленности и энергетики) при возникновении аварийных ситуаций, разрабатывать методы уменьшения риска их возникновения; проводить анализ и оценку обстановки для принятия решения в случае возникновения аварийных ситуаций, экологическую безопасность, нормы и правило производственной санитарии, пожарной, радиационной и ядерной безопасности.</p>

P12	<p>Разрабатывать проекты нормативных и методических материалов, технических условий, стандартов и технических описаний средств АСУ ТП и АСНИ, регламентирующих работу в сфере профессиональной деятельности; осуществлять разработку технического задания, расчет, проектную проработку современных устройств и узлов приборов, установок (образцов вооружения, программно-технических средств АСУ ТП и АСНИ), использовать знания методов анализа эколого-экономической эффективности при проектировании и реализации проектов.</p>
P13	<p>Использовать в профессиональной деятельности нормативные правовые акты в области защиты государственной тайны, интеллектуальной собственности, авторского права и в других областях; осуществлять поиск, изучение, обобщение и систематизацию научно-технической информации, нормативных и методических материалов в сфере своей профессиональной деятельности.</p>
P14	<p>Проявлять и активно применять способность к организации и управлению работой коллектива, в том числе: находить и принять управленческие решения в сфере профессиональной деятельности; разрабатывать планы работы коллективов; контролировать соблюдение технологической дисциплины, обслуживания, технического оснащения, размещения технологического оборудования; организовывать учет и сохранность физических установок (вооружения и техники), соблюдение требований безопасности при эксплуатации; использовать основные методы защиты персонала и населения от возможных последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий.</p>

P15	<p>Демонстрировать способность к осуществлению и анализу научно-исследовательских, технологических и пуско-наладочных работ, разработке планов и программ их проведения, включая ядерно-физические эксперименты, выбору методов и средств решения новых задач с применением современных электронных устройств, представлению результатов исследований и формулированию практических рекомендаций их использования в формах научно-технических отчетов, обзоров, публикаций по результатам выполненных работ; выполнять полный объем работ, связанных с техническим обслуживанием физических установок с учетом требований руководящих и нормативных документов.</p>
-----	---

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт – Физико-технический
Направление – Ядерные физика и технологии
Кафедра – Электроника и автоматика физических установок
Специальность – Электроника и автоматика физических установок

УТВЕРЖДАЮ
Нач. отдела ОАТП ООО
«Томскнефтепркт»
_____ П.В. Иванов
«19» сентября 2016 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
0712	Григоряну С.А.

Тема работы:

Тема ВКР в соответствии с приказом

Утверждена приказом директора ФТИ	от 31.10.2016 № 9286/с
--	------------------------

Дата сдачи студентом выполненной работы	23 января 2017 г.
--	-------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Проектная документация нефтяного куста скважин №1 Южно-Табаганского нефтяного месторождения. Задание на проектирование АСУТП групповой замерной установки. Технические условия на проектирование АСУТП групповой замерной установки. Технологическая схема групповой замерной установки
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ технологической схемы нефтяного куста скважин №1 Южно-Табаганского нефтяного месторождения. Анализ технологической схемы групповой замерной установки. Разработка функциональной схемы автоматизации установки. Выбор средств автоматизации и разработка принципиальной схемы электрической групповой замерной установки
Перечень графического материала	1 Функциональная схема автоматизации 2 Схема подключения оборудования

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	доцент, канд. филос. наук Меньшикова Е.В.
Социальная ответственность	ассистент Акимов Д.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19 сентября 2016 г.
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Гл. спец ОАТП ООО «Томск-нефтепроект»	Гладков А.А.			19.09.16

Задание принял к исполнению студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0712	Григорян С.А.		19.09.16

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 98 с., 17 рис., 30 табл., 32 источника, 4 прил.

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ГРУППОВАЯ ЗАМЕРНАЯ УСТАНОВКА, АВТОМАТИЗАЦИЯ, КИПиА, НЕФТЕГАЗОВОДЯНАЯ СМЕСЬ, РАСХОД, ТЕМПЕРАТУРА, ДАВЛЕНИЕ, ЗАГАЗОВАННОСТЬ

Объектом исследования является автоматическая групповая замерная установка.

Цель работы – автоматизация групповой замерной установки для измерения дебита по нефти и газу нефтяного куста скважин №1 Южно-Табаканского нефтяного месторождения. Проведение работы по импортозамещению в целях снижения зависимости от импортного оборудования.

В данной работе были изучены принципы измерения дебита сырой нефти и нефтяного газа, добываемых на нефтяных кустах скважин. В процессе выполнения проектирования были разработаны функциональная схема автоматизации, схемы подключения оборудования, а также произведен выбор средств КИПиА преимущественно отечественного производства.

В результате проектирования была разработана часть проектной документации по автоматизации работы групповой замерной установки измерения дебита нефти и газа нефтяного куста скважин №1 Южно-Табаканского нефтяного месторождения.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в универсальности применения, а также в повышении ресурсоэффективности проектируемой установки. Данная установка позволит использовать отечественные и более дешевые материалы и оборудование, которые не уступают по точности измерений своим зарубежным аналогам.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В данной работе использованы ссылки на следующие Государственные стандарты:

ГОСТ 7.9–95 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация. Общие требования

ГОСТ 7.32–2001 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления

ГОСТ 8.417–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин

ГОСТ Р ИСО 26000-2012 Руководство по социальной ответственности

ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные факторы. Классификация.

ГОСТ Р ИСО 26000–2012 Руководство по социальной ответственности.

ГОСТ 12.0.003–74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ Р 12.1.019–2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ Р 8.615–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

ГОСТ 2.105–95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.

ГОСТ 21.208–2013 Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

В данной работе применены следующие сокращения:

автоматизированная система управления технологическим процессом; АСУТП.

автоматическая групповая замерная установка; АГЗУ.

блок местной автоматики; БМА.

блок технологический; БТ.

запорно-регулирующий клапан; ЗРК.

переключатель скважин многоходовой; ПСМ.

гидропривод; ГП.

блок гребенки; БГ.

шкаф управления; ШУ.

запорно-регулирующий клапан; ЗРК.

нижний концентрационный предел распределения; НКПР.

контрольно-измерительные приборы и аппаратура; КИПиА.

функциональная схема автоматизации; ФСА.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	16
1 Аналитический обзор.....	18
1.1 Технологическая схема нефтяного куста скважин №1 Южно-Табаганского месторождения.....	18
1.2 Анализ технологической схемы автоматической групповой замерной установки.....	23
1.3 Обзор существующих приборов контроля и управления.....	27
1.3.1 Контроллер SCADApack32.....	27
1.3.2 Блок питания S8VK-C.....	28
1.3.3 Барьеры искрозащиты.....	29
1.3.4 Электромагнитное интерфейсное реле G2RV-SL500.....	29
1.3.5 Электропривод ЗПК-1 AUMA SAREX 07.2.....	30
1.3.6 Клапан отсечной BR 2406.....	31
2 Разработка функциональной схемы автоматизации установки.....	32
3 Разработка схемы подключения оборудования автоматизации.....	35
3.1 Выбор средств КИПиА.....	35
3.1.1 Манометр показывающий.....	38
3.1.2 Преобразователь давления измерительный.....	41
3.1.3 Преобразователь температуры.....	44
3.1.4 Расходомеры газа и жидкости.....	46
3.1.5 Влагомер.....	50
3.1.6 Газоанализатор.....	53
3.1.7 Стойка сигнализации загазованности.....	55
3.1.8 Датчик кода положения ПСМ.....	56
3.2 Описание схемы подключения оборудования автоматизации.....	57
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
4.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	60

4.2 SWOT-анализ.....	61
4.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	62
4.4 Инициация проекта.....	64
4.5 План проекта.....	66
4.6 Бюджет научного исследования.....	67
4.6.1 Основная заработная плата.....	68
4.6.2 Расчет потребляемой электроэнергии.....	70
4.6.3 Затраты на спецоборудование.....	70
4.7 Группировка затрат по статьям.....	71
4.8 Реестр рисков исследования.....	72
4.9 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	73
5 Социальная ответственность.....	76
5.1 Вредные и опасные факторы, имеющие место в операторной по добыче нефти и газа.....	76
5.2 Мероприятия по борьбе с производственным шумом.....	78
5.3 Мероприятия по выполнению норм вентиляции и отопления.....	79
5.4 Мероприятия по выполнению норм естественного и искусственного освещения.....	80
5.5 Электробезопасность.....	83
5.6 Мероприятия по пожарной безопасности.....	84
5.7 Выводы по разделу.....	86
Заключение.....	87
Список использованных источников.....	89
Приложение А Технологическая схема групповой замерной установки.....	92
Приложение Б функциональная схема автоматизации групповой замерной установки.....	93
Приложение В схема подключения оборудования автоматизации.....	94
Приложение Г Графический материал.....на отдельных листах	
Титульный лист.....	1
Актуальность работы.....	2

Цели и задачи.....	3
Структурная схема нефтяного куста скважин №1	4
Назначение, состав АГЗУ	5
Технологическая схема АГЗУ	6
Технологические параметры АГЗУ	7
Функциональная схема автоматизации АГЗУ	8
Выбор КИПиА. Основные требования	9
Выбор КИПиА. Манометры.....	10
Выбор КИПиА. Преобразователи давления.....	11
Выбор КИПиА. Преобразователи давления.....	12
Выбор КИПиА. Преобразователи температуры	13
Выбор КИПиА. Расходомер жидкости	14
Выбор КИПиА. Расходомер газа	15
Выбор КИПиА. Влагомер сырой нефти	16
Схема подключения оборудования автоматизации.....	17
Схема подключения оборудования автоматизации.....	18
Схема подключения оборудования автоматизации.....	19
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	20
Результаты работы	21
Диск CD-R.....	в конверте на обороте обложки
ФЮРА.421413.011ПЗ Пояснительная записка ВКР. Файл ВКР_Григорян СА.docx в формате MSWord	
Презентация к ВКР. Файл Файл ВКР_Григорян СА.pptx в формате MSPowerPoint	

ВВЕДЕНИЕ

Высокая достоверность определения дебита скважин по нефти и газу необходима на стадии пробной эксплуатации для правильной оценки запасов углеводородов, данные о которых являются основой для принятия решения об инвестициях в дальнейшее развитие проекта.

В связи изменениями статьи 14 Федерального закона №44 «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» возникла необходимость в разработке автоматической групповой замерной установки, построенной преимущественно на отечественном оборудовании, соответствующей государственному стандарту ГОСТ Р 8.615–2005 «Государственная система измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Целью работы является автоматизация групповой замерной установки для измерения дебита по нефти и газу нефтяного куста скважин №1 Южно-Табаганского нефтяного месторождения, а также проведение работы по импортозамещению в целях снижения зависимости от импортного оборудования.

Разработка проектной документации по разделу «Автоматизация» автоматической групповой замерной установки на нефтяном кусте скважин №1 Южно-табаганского месторождения выполнялась на предприятии ООО «Томскнефтепроект» под руководством главного специалиста отдела автоматизации технологических процессов Гладкова Алексея Александровича.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- анализ технологической схемы нефтяного куста скважин;
- анализ технологической схемы ГЗУ;

					ФЮРА.4214.13.011ПЗ		
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
Разраб.	Григорян				Лит.	Лист	Листов
Проверил	Гладков						
Консульт.	Денисевич				Введение		
Н. контр.	Ефремов				ТПУ ФТИ Группа 0712		
Утв.	Горюнов						

- разработка функциональной схемы автоматизации ГЗУ;
- выбор средств КИПиА технологических параметров, преимущественно Российского производства;
- разработка схемы подключения средств КИПиА.

1 Аналитический обзор

1.1 Технологическая схема нефтяного куста скважин №1 Южно-Табаганского месторождения

Кустовая площадка – инженерное сооружение, геометрические размеры и эксплуатационная характеристика которой должны обеспечивать размещение необходимого комплекса оборудования и производство операций: монтаж, передвижку и демонтаж буровой установки (БУ), бурение и освоение скважин, обвязку скважин и их эксплуатацию.

Нефтяной куст скважин – специальная площадка естественного или искусственного участка территории месторождения, с расположенными на ней устьями скважин, удаленных от другого куста или одиночной скважины на расстояние не менее 50 м, а также технологическим оборудованием и эксплуатационными сооружениями, инженерными коммуникациями, оборудованием для подземного ремонта скважин, бытовыми и служебными помещениями [1].

Сооружения площадки куста скважин № 1 Южно-Табаганского месторождения предназначены для:

- добычи, сбора и измерения расхода продукции добывающих скважин с определением дебита скважин по жидкости, нефти и газу;
- подготовки, распределения и измерения воды, подаваемой в нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления (ППД);
- дозированного ввода ингибитора коррозии и ингибитора двойного действия в затрубное пространство скважин, дозированного ввода ингибитора коррозии в нефтесборный коллектор, дозированного ввода ингибитора коррозии-бактерицида в трубопровод воды системы ППД.

					ФЮРА.4214.13.011ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ документа</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Григорян</i>				<i>Аналитический обзор</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Проверил</i>	<i>Гладков</i>							
<i>Консульт.</i>	<i>Денисевич</i>							
<i>Н. контр.</i>	<i>Ефремов</i>							
<i>Утв.</i>	<i>Горюнов</i>							
						<i>ТПУ ФТИ Группа 0712</i>		

Кустовая площадка №1 состоит из следующих технологических сооружений:

1) Добывающие скважины (1Д, 2Д, 5Д, 7Д) – предназначены для добычи нефти и попутного нефтяного газа.

2) Нагнетательные скважины (3Н, 4Н) – в период закачки воды предназначены для нагнетания в пласты воды и различных агентов с целью поддержания пластового давления для увеличения уровня извлечения нефти и более высокой скорости ее добычи.

3) Водозаборная скважина (6В) – предназначена для водоснабжения при бурении скважин, а также для поддержания пластового давления в процессе разработки.

4) Автоматическая групповая замерная установка (АГЗУ) – предназначена для автоматического измерения массового расхода отсепарированной жидкости и объемного расхода попутного свободного газа, добываемых из скважин, с последующим определением месячного покомпонентного дебита скважин;

5) Блок гребенки (БГ) – предназначен для распределения, измерения расхода и давления воды, закачиваемой в нагнетательные скважины в период закачки воды системы ППД.

6) Установка для дозированной подачи реагента (УДРВ-1) – предназначена для подачи ингибитора коррозии в нефтегазосборный коллектор продукции скважин от ИУ;

7) Установки дозированной подачи реагента (УДРВ-2 – УДРВ-5) – УДРВ-2 – УДРВ-4 предназначены для подачи ингибитора коррозии в нефтесборный трубопровод ИУ, а также ингибитора коррозии, ингибитора двойного действия в обвязку устьев добывающих скважин и нагнетательных скважин «при отработке на нефть». УДРВ-5 предназначена для подачи ингибитора коррозии-бактерицида в трубопровод воды системы ППД.

8) Блок распределения и фильтрации (БРИФ) – предназначен для очистки сеноманской воды от механических примесей;

9) Емкость подземная (ЕП) – предназначена для сбора дождевых стоков, аварийного опорожнения трубопроводов и оборудования блоков кустовой площадки.

В таблице 1 представлены основные технологические показатели площадки куста скважин №1.

Таблица 1– Технологические показатели площадки куста скважин № 1

Показатель	Значение
Дебит куста скважин по жидкости, т/сут	340,8
Дебит скважины по жидкости, т/сут	85,2
Дебит куста скважин по нефти, т/сут	255,1
Дебит скважины по нефти, т/сут	63,78
Закачка воды в систему ППД, м ³ /сут	315,3
Приемистость одной нагнетательной скважины, м ³ /сут	157,65
Объем добычи водозаборной скважины, м ³ /сут	315,3
Закачка воды в затрубное пространство водозаборной скважины, м ³ /ч	17,38
Обводненность, % масс.	25,0
Газовый фактор (при ст.усл.), м ³ /т	150,0
Дебит куста скважин по газу (при ст.усл.), м ³ /сут	38265,0
Дебит скважины по газу (при ст.усл.), м ³ /сут	9566,25
Максимальное рабочее давление на устье добывающей скважины, МПа (изб.)	2,42
Максимальное рабочее давление на устье нагнетательной скважины, МПа (изб.)	21,00
Максимальное рабочее давление на устье водозаборной скважины, МПа (изб.)	21,15
Температура продукта на устье добывающей скважины, °С	30
Примечания	
Стандартные условия (ст.усл.) соответствуют температуре плюс 20 °С, абсолютному давлению 101325 Па (ГОСТ Р 8.733–2011).	

Продукцией скважин является сырая нефть с содержанием пластовой воды и нефтяной газ. Общий фонд скважин – 7 шт. В качестве закачиваемого агента в систему ППД используется неразгазированная сеноманская вода, очищенная от механических примесей, а также пластовая вода, поступающая с площадки сепарации.

Способ добычи нефти – фонтанный, с дальнейшим переходом на механизированный, с использованием погружных центробежных установок УЭЦН [2].

На рисунке 1 представлена структурная схема нефтяного куста скважин №1 Южно-Табганского нефтяного месторождения.

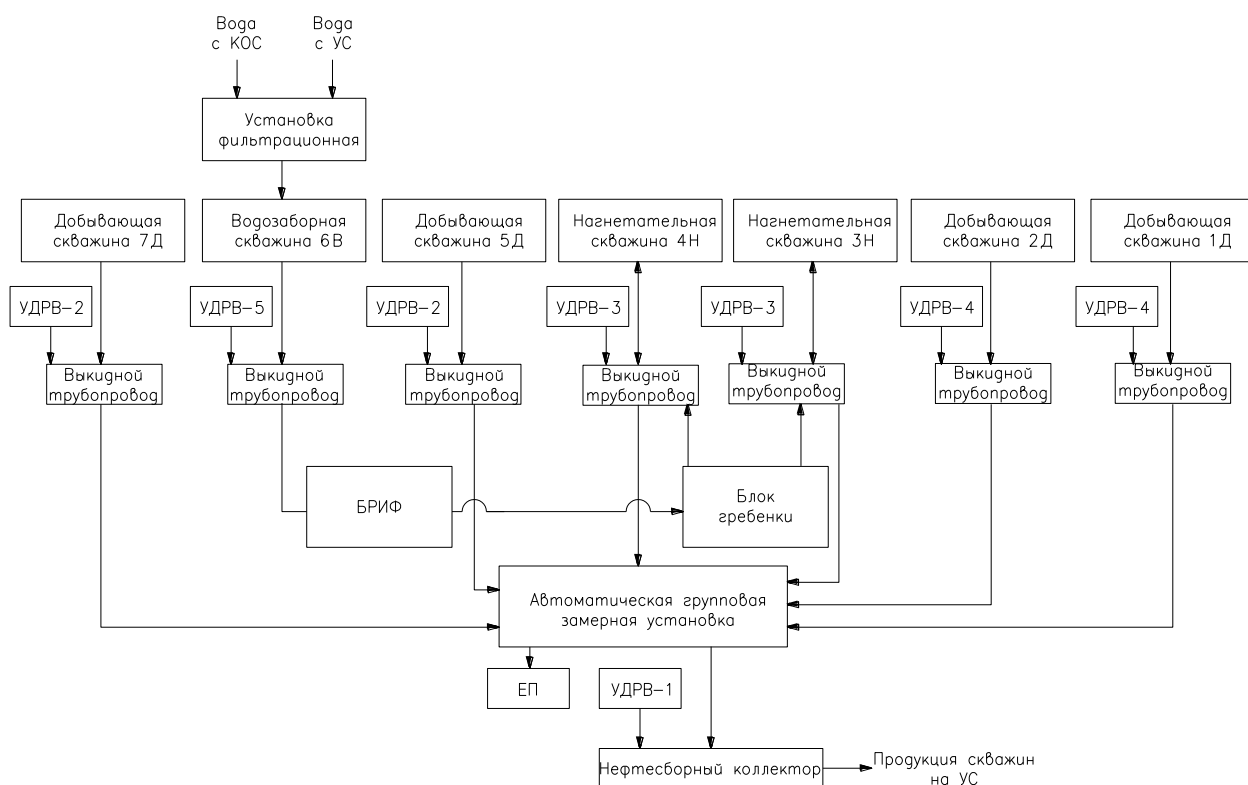


Рисунок 1 – Структурная схема нефтяного куста скважин №1 Южно-Табганского нефтяного месторождения

Сырая нефть от добывающих и нагнетательных скважин «при отработке на нефть» поступает на АГЗУ.

От АГЗУ продукция скважин подаётся по нефтесборному трубопроводу на УС Южно-Табганского нефтяного месторождения.

Для защиты нефтесборного трубопровода от коррозии на площадке куста скважин №1 предусмотрена непрерывная подача ингибитора коррозии с помощью плунжерного насоса установки для дозированной подачи реагента УДРВ-1 с расходной емкостью 1 м³ в нефтесборный коллектор.

Для защиты выкидных трубопроводов добывающих скважин от коррозии, солей и парафинов предусматриваются УДРВ-2 – УДРВ-4 с расходной

емкостью 0,4 м³ для подачи ингибитора коррозии и ингибитора двойного действия. Заправка реагентов в расходные баки УДРВ-2 – УДРВ-4 предполагается поочередная по мере полного расходования в следующей последовательности: ингибитор коррозии, ингибитор двойного действия.

В выкидной трубопровод водозаборной скважины организована подача ингибитора коррозии-бактерицида от УДРВ-5 с расходной емкостью 0,4 м³, для исключения присутствия сульфатовосстанавливающих бактерий в воде, предназначенной для закачки в пласт.

После обработки нагнетательных скважин «на нефть» трубопроводы отсоединяются от установки АГЗУ и присоединяются к БГ. Скважины переводятся в нагнетательные с переобвязкой арматуры устьев скважин. Закачка рабочего агента в систему поддержания пластового давления предусматривается через БГ от водозаборной скважины с очисткой от механических примесей в блоке распределения и фильтрации (БРИФ).

Пластовая вода, производственно-дождевые стоки от площадок сепарации газа, вода от канализационно-очистных сооружений по водоводу низкого давления поступают на систему очистки и далее в затрубное пространство водозаборной скважины кустовой площадки скважин № 1. Система очистки воды включает: устройство коагуляции и установку фильтрационную.

Дренажи от технологических сооружений собираются по дренажным коллекторам в подземную емкость (ЕП). Нефтеводяная смесь после заполнения емкости подземной откачивается самовсасывающим насосом передвижной автоцистерны с дальнейшим вывозом на площадку ДНС Арчинского месторождения для возврата в технологический процесс подготовки нефти [2].

1.2 Анализ технологической схемы автоматической групповой замерной установки

АГЗУ предназначена для автоматического измерения массового расхода сырой нефти и объемного расхода попутного свободного газа добываемых из нефтяных скважин и передачи данных о результатах измерений на диспетчерский пункт нефтяного промысла [3].

АГЗУ состоит из блока местной автоматики (БМА) и технологического блока (БТ).

БМА предназначен для размещения оборудования автоматизации АГЗУ, оборудования автоматизации куста скважин, электротехнического оборудования, а также вспомогательных систем.

Оборудование автоматизации АГЗУ:

- шкаф управления АГЗУ.

Оборудование автоматизации куста скважин:

- шкаф телемеханики (ТМ).

Электротехническое оборудование:

- источник бесперебойного питания шкафа ТМ;
- шкаф силовой АГЗУ.

Оборудование вспомогательных систем:

- щиток пожарной сигнализации (ПС);
- шкаф связи;
- системы отопления, освещения.

БТ предназначен для размещения технологического оборудования и средств КИПиА. В приложении А представлена технологическая схема БТ автоматической групповой замерной установки.

В БТ размещены:

- сепарационная емкость (ЕС), служащая для отделения попутного газа от жидкости. Внутри ЕС имеются перегородки, отбойники и фильтр газа. Для грубой очистки продукции скважин на входе в ЕС установлен фильтр жидкости.

– распределительное устройство (РУ), содержащее ПСМ с приводом гидравлическим и трубопроводную обвязку и служащее для поочередного подключения одной из скважин к ЕС, а остальных – к выходному коллектору;

– трубопроводная обвязка, служащая для соединения выходов ЕС по газу и жидкости с выходным коллектором, а входа ЕС – с распределительным устройством;

– клапан запорно-регулирующий (ЗРК1), установленный в трубопроводе, соединяющем выход ЕС по жидкости с коллектором, и служащий для обеспечения возможности накопления жидкости в ЕС в закрытом состоянии, и опорожнения ЕС – в открытом. Состояние запорно-регулирующего клапана определяется перепадом давления в ЕС по отношению к давлению в коллекторном трубопроводе уровнем жидкости;

– клапан запорно-регулирующий (ЗРК2), установленный в трубопроводе, соединяющем выход газа из ЕС с коллектором, служит для создания разности давления между ЕС и коллектором в зависимости от требуемой высоты уровня жидкости в ЕС;

– механическая вытяжная вентиляция периодического действия;

– приточная в нижнюю зону через жалюзийную решетку;

– системы отопления, освещения, вентиляции и сигнализации.

Установка обеспечивает измерение продукции скважин при поочередном подключении ее входов к ЕС с помощью распределительного устройства (РУ).

Работа установки происходит следующим образом: продукция скважин по трубопроводам, подключенным к установке, поступает в ПСМ. При помощи ПСМ продукция одной из скважин направляется в ЕС, а продукция остальных скважин направляется в общий трубопровод (коллектор). В ЕС происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся газ, через трубопровод линии выхода газа поступает в общий трубопровод, а жидкость накапливается в нижней части ЕС. Прохождению газа в обратном направлении препятствует обратный клапан, установленный после расходомера.

Запорно-регулирующий клапан (ЗРК2) обеспечивает периодическое пропускание отсепарированного газа через расходомер газа РГ. Измеренный газ направляется в общий трубопровод.

Запорно-регулирующий клапан (ЗРК1) обеспечивает периодический слив накопившейся жидкости через трубопровод с расходомером по линии выхода жидкости.

Управление переключением скважин осуществляется блоком БМА. По команде включается электродвигатель гидропривода ГП и в системе гидравлического управления ПСМ повышается давление. Привод ПСМ под воздействием давления ГП перемещает поворотный патрубок переключателя, подключая на измерение следующую скважину.

Установка может работать в следующих режимах:

1) измерение через ЕС на ручном управлении

В этом режиме, переключение ПСМ с одной скважины на другую производится вручную, продукция проходит через входные трубопроводы, ПСМ и ЕС. Этот режим предназначен для настройки оборудования.

2) измерение через байпас на ручном управлении

В этом режиме, переключение скважин на измерение производится вручную, продукция проходит через входные трубопроводы, продукция одной скважины направляется на байпас и затем в ЕС на измерение, продукция остальных скважин направляется в ПСМ и уходит в коллектор.

3) измерение через ЕС на автоматическом управлении

Переключение ПСМ с одной скважины на другую производится в автоматическом режиме, продукция проходит через входные трубопроводы, ПСМ, ЕС и уходит в коллектор.

4) работа по обводному трубопроводу без измерения

В этом режиме продукция скважин через входные трубопроводы направляется в байпасную линию и далее в коллектор.

Последовательность работы установки следующая: в исходный момент времени перепад давления между газовой выходной линией и коллектором

растет в связи с выделением газа из газожидкостной смеси, поступающей в сепаратор. При достижении перепада давления величины, соответствующей срабатыванию на открывание запорно-регулирующего клапана в газовой линии, последняя открывается и выпускает газ в коллектор через измерительную линию. При этом давление в сепараторе падает, что приводит к уменьшению перепада давления до величины, соответствующей срабатыванию на закрывание запорно-регулирующего клапана в газовой линии. Запорно-регулирующий клапан закрывается, выделяющийся газ начинает снова заполнять объем сепаратора, при этом давление в сепараторе растет, срабатывает запорно-регулирующий клапан в газовой линии, и процесс повторяется. Так как система выпуска жидкости из сепаратора настроена таким образом, чтобы обеспечить небольшие изменения уровня жидкости в сепараторе, то выпуск жидкости практически не влияет на процесс выпуска газа из сепаратора.

Режим работы жидкостной выходной линии зависит от уровня жидкости в сепараторе и создаваемого при этом перепада давления между давлением газа в сепараторе и давлением на выходном коллекторе установки. Запорно-регулирующий клапан в жидкостной линии настроен таким образом, что при увеличении или уменьшении уровня жидкости в сепараторе он соответственно открывается или закрывается по определенному закону регулирования. Далее уровень жидкости достигает величины, при которой клапан в выходной линии открывается настолько, что расход в линии превышает поступление жидкости в сепаратор. При этом уровень жидкости начинает уменьшаться. При уменьшении уровня происходит постепенное закрытие клапана по определенному закону регулирования. Далее цикл работы установки повторяется.

В таблице 2 приведены основные параметры и эксплуатационные характеристики АГЗУ.

Таблица 2 – Параметры и эксплуатационные характеристики АГЗУ

Показатели	Значение
Характеристики рабочей среды (продукция нефтяных скважин)	
Давление, МПа	0,2–4,0
Температура, °С	-0,5–60

Продолжение таблицы 2

Кинематическая вязкость, м ² /с	10 ⁻⁶ –150·10 ⁻⁶
Плотность измеряемой жидкости, кг/м ³	700–1180
Объемное содержание воды, процент	до 100
Содержание сероводорода, процент	менее 2
Газовый фактор (ст. усл.), м ³ /т	до 600
Содержание парафина, процент	не более 7
Технические характеристики установки	
Массовый расход сырой нефти, (т/сут)	15–1500
Объемный расход свободного нефтяного газа (ст.усл.), м ³ /сут	300–300000
Рабочее давление в коллекторе нефтесбора, МПа	4,0
Максимальное давление газосепаратора, МПа	4,0

1.3 Обзор существующих приборов контроля и управления

1.3.1 Контроллер SCADAPack32

SCADAPack 32 в своем составе имеет контроллерную плату и встроенную плату ввода/вывода и является мощной и высокопроизводительной моделью SCADAPack Smart RTU. Контроллерная плата 5232 содержит 32-битный CMOS микропроцессор Hitachi SH-3 120 МГц, 8 Мбайт SDRAM, 4 Мбайт Flash, 1 Мбайт CMOS RAM, встроенный источник питания. В ее составе 3 дискретных/счетных входа и один дискретный выход, используемый как сигнал состояния, два внутренних аналоговых входа, используемые для контроля температуры контроллерной платы и напряжения литиевой батареи, 2 порта RS-232 и 1 порт RS-232/ RS-485. На рисунке 2 представлен общий вид контроллера.



Рисунок 2 – Контроллер SCADAPack32

Основные характеристики:

- 8 аналоговых входов;
- 16 дискретных входов и 12 дискретных выходов (SCADAPack 32 P4) или 32 дискретных входа/выхода (SCADAPack 32 P4A), или 32 дискретных входа и 16 дискретных выходов (SCADAPack 32 P4B и P4C);
- 3 порта RS-232 и 1 порт RS-232/485.

Также в комплекте применяется модуль аналогового ввода 5506, который позволяет дополнительно обрабатывать до 8 аналоговых сигналов. Все входы однопроводные и имеют общий минус. На рисунке 3 представлен общий вид модуля аналогового ввода 5506 [4].



Рисунок 3 – Модуль аналогового ввода 5506

1.3.2 Блок питания S8VK-C

Импульсный источник питания S8VK-C питается от однофазного сетевого напряжения 220 В и имеет постоянное выходное напряжение 24 В и выходной ток до 10 А. Данный источник питания имеет защиты от перегрузки, эта функция автоматически защищает блок питания и нагрузку от перегрузок по току. Так же он имеет защиту от повышенного напряжения. На рисунке 4 представлен общий вид источника питания [5].



Рисунок 4 – Источник питания S8VK-C

1.3.3 Барьеры искрозащиты

Барьеры искрозащиты обеспечивают искробезопасность и служат барьером между искробезопасными и искроопасными цепями.

В проекте применяются два типа барьеров:

- барьер искрозащиты на стабилитронах Z 715F;
- искробезопасный защитный барьер MVD Direct Connect для расходомеров.

1.3.4 Электромагнитное интерфейсное реле G2RV-SL500

Основное назначение интерфейсных реле – предоставление интерфейса промышленным программируемым логическим контроллерам. Интерфейсные реле получают входящие координирующие сигналы от ПЛК и, в зависимости от них, замыкают или размыкают электрические цепи, питающие устройства, участвующие том или ином технологическом процессе. На рисунке 5 представлен общий вид реле G2RV-SL500.

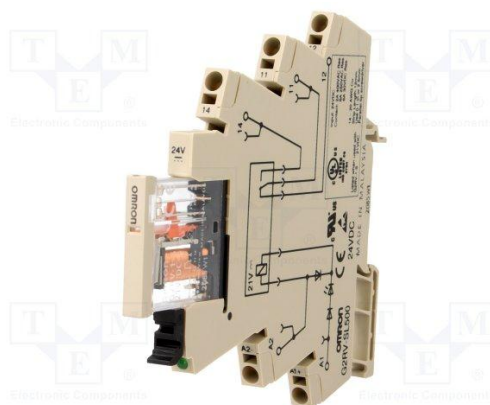


Рисунок 5 – Реле G2RV-SL500

Основные характеристики:

- номинальное напряжение обмотки – 24 В DC;
- максимальный рабочий ток – 6 А;
- время срабатывания – 20мс;
- максимальное коммутируемое напряжение – 400В AC, 125 В DC.

1.3.5 Электропривод ЗПК-1 AUMA SAREX 07.2

Электропривод AUMA SAREX 07.2 устанавливается в комплекте с запорно-регулирующим клапаном в линии выхода жидкости (ЗПК1) и предназначен для регулирования расхода жидкости.

Приводы AUMA могут подключаться к любой системе автоматизации. При наличии встроенного блока управления не требуется производить проектирование, установку и изучение документации внешних систем управления. Управление приводом также осуществляется по интерфейсу RS-485. Питание осуществляется от сети переменного напряжения 380 В, 50 Гц. На рисунке 6 представлен общий вид электропривода AUMA SAREX 07.2



Рисунок 6 – Электропривод AUMA SAREX 07.2

1.3.6 Клапан отсечной BR 2406

Отсечной клапан BR 2406 устанавливается в линии выхода газа (ЗРК2) и осуществляет периодическое пропускание продукта в газовой линии.

Управление электромагнитом осуществляется по интерфейсу RS-485.

Питание осуществляется от сети переменного напряжения 220 В, 50 Гц.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Автоматизированные системы управления технологическими процессами обеспечивают повышение эффективности производства за счёт повышения производительности труда, увеличения объёма производства, улучшения качества выпускаемой продукции, рационального использования основных фондов, материалов и сырья, и уменьшения числа работающих на предприятии.

По причине того, что рынок не стоит на месте возникает необходимость тщательного анализа выпускаемой продукции конкурентов. Данный анализ дает возможность оценить сильные и слабые стороны конкурирующих разработок и, следовательно, скорректировать развитие своей разработки.

Анализ конкурентных технических решений проведены методом оценочной карты, которая представлена в таблице 11.

Бк1 – Акционерное общество "ГМС НЕФТЕМАШ", является одним из крупнейших многопрофильных холдингов в России, занимающийся производством нефтегазового оборудования в блочно-модульном исполнении.

Рассматривая оценочную карту можно сделать вывод о том, что разрабатываемая установка является конкурентоспособной, т.к. отношение итоговых баллов Кф и Кк1 равно 1,39, что превосходит значение 1.

Также из таблицы видно, что разрабатываемая установка практически не уступает по большинству приведенных критериев.

					ФЮРА.4214.13.011ПЗ		
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
Разраб.	Григорян				Лит.	Лист	Листов
Проверил	Гладков						
Консульт.	Меньшикова				ТПУ ФТИ Группа 0712		
Н. контр.	Ефремов						
Утв.	Горюнов						

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Бф	Бк1	Кф	Кк1
1 Ресурсоэффективность	35 %	5	2	1,75	0,7
2 Точность измерения технологических параметров	15 %	4	4	0,6	0,6
3 Дешевизна оборудования	10 %	5	3	0,5	0,3
4. Резервирование данных	10 %	4	4	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности					
5 Конкурентоспособность продукта	10 %	3	4	0,3	0,4
6. Уровень проникновения на рынок	5 %	3	4	0,15	0,2
7 Цена	15 %	5	4	0,75	0,6
Итого	100 %	29	25	4,45	3,2

4.2 SWOT-анализ

Для объективного оценивания конкурентоспособности и перспектив развития разработки необходимо проанализировать сильные и слабые стороны, а также угрозы и возможности, которые могут повлиять на разработку. SWOT-анализ позволит сформировать направление, в котором необходимо работать, чтобы повысить конкурентоспособность проекта.

Корреляция между сильными и слабыми сторонами проекта с возможностями и угрозами отображена в итоговой матрице SWOT-анализа (таблица 12).

Таблица 12 – Матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Использование отечественного оборудования. С2. Экономия ресурсов С3. Более низкая стоимость производства по сравнению с конкурентами</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Точность полученных данных Сл2. Отсутствие необходимого оборудования</p>
--	--	---

Продолжение таблицы 12

<p>Возможности проекта: В1. Универсальность (применение на большинстве кустовых площадок) В2. Повышение спроса на продукт В3. Малая конкуренция В4. Применение более «точного оборудования»</p>	<p>Для повышения спроса и сохранения малой конкуренции на рынке необходимо сохранять низкую стоимость производства</p>	<p>Для того чтобы повысить точность получения данных необходимо использовать более «точное» оборудование</p>
<p>Угрозы проекта: У1. Рост конкуренции У2. Повышение требований к разработке</p>	<p>Для повышения конкурентоспособности необходим выход на новые сегменты рынка, а также сохранение имиджа надежного исполнителя.</p>	<p>Угрозой может стать повышение требований к установке, это в свою очередь приведет к ее удорожанию, т.к. необходимо будет использовать более дорогостоящее оборудование</p>

4.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На любой стадии жизненного цикла проекта полезно оценивать степень его готовности к коммерциализации. Для оценки необходимо определить степень проработанности научного проекта и уровень имеющихся знаний у разработчика (таблица 13).

Таблица 13 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел	5	5
Определены перспективные направления коммерциализации задела	5	4
Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	4

Таблица 13

Определена товарная форма задела для представления на рынок	4	2
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	4
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	1	1
Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	1
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	1
Определены пути продвижения разработки на рынок	4	4
Разработана стратегия (форма) реализации разработки	5	4
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	4	3
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	1
Проработаны вопросы финансирования научной разработки	1	1
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	1	1
Проработан механизм реализации проекта	4	4
ИТОГО БАЛЛОВ	48	40

Исходя из оценок степени готовности проекта к коммерциализации видно, что проект имеет перспективность выше среднего. По вопросам маркетинговых исследований, финансирования коммерциализации, необходимо привлечение в команду проекта специалистов из данных областей.

В качестве метода коммерциализации результатов был выбран инжиниринг, т.к. подразумевается предоставление консультационных услуг, связанных с разработкой и подготовкой производственного процесса и обеспечением нормального хода процесса производства и реализации продукции.

4.4 Инициация проекта

Инициация проекта состоит из процессов, которые выполняются для нового проекта или новой стадии проекта. Для этого определяются начальные цели, содержание, фиксируются ресурсы. Также определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта.

Заинтересованные стороны проекта отображены в таблице 14.

Таблица 14 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК»	Получение проекта готовой установки для внедрения на объектах нефтедобывающих кустовых площадок
ООО «Томскнефтепроект»	Получение нового опыта в проектировании оборудования, а также ожидания поступления новых заявок на разработку проектов от других организаций.

В таблице 15 представлена информация о целях проекта, критериях достижения целей, а также требования к результатам проекта.

Таблица 15 – Цели и результаты проекта

Цели проекта	Разработка проекта автоматической групповой замерной установки на нефтяном кусте скважин №1 Южно-Табаганского месторождения
Ожидаемые результаты проекта	Получение проекта установки, аналогичной установкам с использованием зарубежного оборудования, не уступающей по функциональности и превосходящей по дешевизне
Критерии приемки результата проекта	Соответствие государственному стандарту ГОСТ Р 8.615–2005 Государственная система измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования
Требования к результату проекта	Проектная документация, в составе: функциональная схема автоматизации АГЗУ, перечень средств автоматизации и кабельной продукции, монтажная схема элементов автоматизации в шкафу управления, пояснительная записка.

Рабочая группа проекта отображена в таблице 16.

Таблица 16 – Рабочая группа проекта

ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, ч.
Гладков А.А., ООО «Томскнефтепроект», гл. спец. ОАТП	Руководитель	Постановка задач, контроль выполнения.	20
Григорян С.А., ООО «Томскнефтепроект», Инженер-проектировщик	Инженер (дипломник)	Проектирование	780

Ограничения проекта представлены в таблице 17

Таблица 17 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
Бюджет проекта	120000
Источник финансирования	ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК»
Сроки проекта:	19.09.2016–29.12.2016
Дата завершения проекта	29.12.2016

4.5 План проекта

В рамках планирования научного проекта составляется календарный график проекта, который может быть представлен в виде линейного графика.

Линейный график представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Календарный план проекта

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Составление технического задания	2	19.09.16	21.09.16	Гладков А.А.
2	Изучение литературы	7	22.09.16	29.09.16	Григорян С.А.
3	Анализ процессов	13	29.09.16	12.10.16	Григорян С.А.
4	Разработка ФСА	21	12.10.16	03.11.16	Григорян С.А.
5	Выбор средств КИПиА	28	03.11.16	01.12.16	Григорян С.А.
6	Разработка схем подключения	18	01.12.16	19.12.16	Григорян С.А.
6	Написание пояснительной записки	11	19.12.16	29.12.16	Григорян С.А.

В таблице 19 представлен календарный план-график проведения работ, с указанием вида работ, исполнителей и сроками выполнения работ.

Таблица 19 – Календарный план-график проведения работ

Код работ	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал, дн.													
				сентябрь			октябрь			ноябрь			декабрь			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление технического задания	Руководитель	2			▨										
2	Изучение литературы	Дипломник	7			■										
3	Анализ процессов	Дипломник	13				■	■								
4	Разработка ФСА	Дипломник	21					■	■	■						
5	Выбор средств КИПиА	Дипломник	28													
6	Разработка схем подключения	Дипломник	18											■	■	
7	Написание пояснительной записки	Дипломник	11													■
				▨ – Руководитель ■ – Дипломник												

4.6 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

В данной разработке планируемыми расходами являются основная заработная плата, дополнительная заработная плата, отчисления на социальные нужды, накладные расходы, а также расходы на электроэнергию при работе с компьютером.

4.6.1 Основная заработная плата

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников. Величина расходов определяется из трудоемкости выполняемых работ. Расчет основной заработной платы представлен в таблице 20 и 21.

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{б,р.}$	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м,р.}$	$Z_{дн,р.}$	$T_{р.}$ раб. дн.	$Z_{осн,р.}$
Руководитель	15007	1,4	1,15	1,3	49748,205	2255,79	2	4511,58
Дипломник	5259	1,2	1,15	1,3	16066,245	728,51	98	71393,98

$Z_{б}$ – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент;

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок;

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле:

$$Z_{м} = Z_{б} \cdot (k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р} \quad (1)$$

Основная заработная плата работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб} \quad (2)$$

где

$Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника;

$T_{раб}$ – продолжительность работ, выполняемых работником.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \quad (3)$$

где

$Z_{\text{м}}$ – оклад работника,

M – количество месяцев работы без отпуска в год, 11,2

$F_{\text{д}}$ – годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала.

Среднедневная заработная плата руководителя:

$$Z_{\text{д}}^{\text{Рук}} = \frac{49748,205 \cdot 11,2}{247} = 2255,79 \text{ р.} \quad (4)$$

Среднедневная заработная плата дипломника

$$Z_{\text{д}}^{\text{Дип}} = \frac{16066,245 \cdot 11,2}{247} = 728,51 \text{ р.} \quad (5)$$

Таблица 21 – Расчет основной заработной платы

Этап	Исполнитель	Трудоемкость, чел.-дн.	З/п на один чел.-дн., р.	Всего з/п, р.
Составление ТЗ	Руководитель	2	2255,79	4511,58
Изучение литературы	Дипломник	7	728,51	5099,57
Анализ процессов	Дипломник	13	728,51	9470,63
Разработка ФСА	Дипломник	21	728,51	15298,71
Выбор средств КИПиА	Дипломник	28	728,51	20398,28
Разработка схем подключения	Дипломник	18	728,51	13113,18
Написание пояснительной записки	Дипломник	11	728,51	8013,61
Итого				75905,56

4.6.2 Расчет потребляемой электроэнергии

Основным потребляемым сырьем в данной научной разработке является потребление электроэнергии компьютером. Для расчета стоимости потребляемой электроэнергии необходимо знать потребляемую мощность компьютером, время работы и текущий тариф на электроэнергию

$$C_{\text{эз}} = 8 \cdot Д \cdot Т \cdot М \quad (6)$$

где

8 – 8-часовой рабочий день;

Д – продолжительность работ;

Т – тариф на электроэнергию;

М – мощность, потребляемая компьютером.

Стоимость одного киловатт-часа электроэнергии для юридических лиц для г.Томск составляет 5,8 рублей. Значит, за 8-часовой рабочий день затраты на работу ноутбука составят: $8 \cdot 1 \cdot 5,8 / 1000 \cdot 80 = 3,712$ р.

4.6.3 Затраты на спецоборудование

В статью «затраты на специальное оборудование для проведения работ» включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. В эту статью следует отнести персональный компьютер, который использовался непосредственно как средство разработки. При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15 % от его цены. Стоимость

оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений.

Для расчета амортизационных отчислений был выбран срок полезного использования n равный 5 лет. Следовательно норма амортизационных отчислений a равна:

$$a = \frac{100}{n} = \frac{100}{5} = 20 \% \quad (7)$$

Зная норму амортизации можно найти годовую сумму амортизации. Для машин и оборудования она составила A :

$$A = \frac{15 \cdot 20}{100} = 3000 \text{ р.} \quad (8)$$

Поэтому общая стоимость оборудования будет складываться из суммы цены оборудования, затрат на доставку и монтаж и нормы амортизации. Расчеты по данной статье приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Затраты на специальное оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, р.	Амортизация оборудования, р.
Ноутбук ASUS X200MA	1	15000	1000

4.7 Группировка затрат по статьям

Группировка затрат по статьям отображена в таблице 23.

Таблица 231 – Группировка затрат по статьям

Вид работ	Основная з/п, р.	Доп. з/п, р.	Отчисления на соц. нужды, р	Заплаты на спецоборудование, р.	Прочие прямые расходы, р	Итого себестоимость, р
1	4511,58	541,3896	1515,891	1000	7,424	6576,284
2	5099,57	611,9484	1713,456		25,984	7450,958
3	9470,63	1136,476	3182,132		48,256	13837,49
4	15298,71	1835,845	5140,367		77,952	22352,87
5	20398,28	2447,794	6853,822		103,936	29803,83
6	13113,18	1573,582	4406,028		66,816	19159,61
7	8013,61	961,6332	2692,573		40,832	11708,65
ИТОГО:						111889,7

Весь бюджет исследования составил 111889,7 р. При это заказчиком была выделена сумма в размере 120000 рублей.

4.8 Реестр рисков исследования

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты. Информация по данному разделу представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Реестр рисков

Риск	Потенциальное воздействие	Вер-ть наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Ур. риска	Способы смягчения риска	Условия наступления
Разработка проекта АГЗУ другой организацией	Потеря клиентов	1	5	Сред	Постановка малых сроков выполнения задания	Отставание от сроков разработки проекта
Некорректное выполнение проекта	Отказ заказчика от дальнейшего сотрудничества	1	5	Сред	Тщательный контроль исполнения и согласование с заказчиком на всех стадиях выполнения работы	Заказчик при эксплуатации и выявит ошибки

4.9 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности I_{Φ}^P и ресурсоэффективности I_m^P .

Интегральный показатель финансовой эффективности получают I_{Φ}^P в ходе оценки бюджета затрат для вариантов исполнения научного исследования. Для разрабатываемого проекта установки затраты составили 111889,7 рубля. В качестве аналога выступает промышленная групповая замерная установка производства "ГМС НЕФТЕМАШ". По предварительным подсчетам проектирование раздела «автоматизация» данной организацией составляет 225000 рублей. Из этого следует, что затраты на установку будут являться наибольшим интегральным показателем реализации технической задачи Φ_{max} .

Интегральный финансовый показатель разработки I_{Φ}^P определяется :

$$I_{\Phi}^P = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{111889,7}{225000} = 0,497 \quad (9)$$

Интегральный финансовый показатель аналога I_{Φ}^A

$$I_{\Phi}^A = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{225000}{225000} = 1 \quad (10)$$

Показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения определяется как сумма произведений балла критерия на его оценку. Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитан в таблице 25

Таблица 25 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерий	Весовой коэффициент	Текущий проект	Аналог
1 Ресурсоэффективность	35 %	5	2
2 Точность измерения технологических параметров	15 %	4	4
3 Дешевизна оборудования	10 %	5	3
4. Резервирование данных	10 %	4	4
Экономические критерии оценки эффективности			
5 Конкурентоспособность продукта	10 %	3	4
Продолжение таблицы 25			
6. Уровень проникновения на рынок	5 %	3	4
7 Цена	15 %	5	2
Итого	100 %	29	23

Расчет интегральных показателей ресурсоэффективности разработки и аналога приведен в формулах:

$$I_{\text{финр}}^p = 5 \cdot 0,35 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,05 + 5 \cdot 0,15 = 4,45 \quad (11)$$

$$I_{\text{финр}}^a = 2 \cdot 0,35 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,15 = 3,2 \quad (12)$$

Интегральный показатель эффективности разработки $I_{\text{финр}}^p$ определяется по формуле

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{ф}}^p} = \frac{4,45}{0,497} = 8,95 \quad (13)$$

Интегральный показатель эффективности аналога $I_{\text{финр}}^a$ определяется по формуле:

$$I_{\text{финр}}^a = \frac{I_m^a}{I_{\text{ф}}^a} = \frac{3,2}{1} = 3,2 \quad (14)$$

Сравнение интегральных показателей эффективности текущего проекта и аналога позволяет определить сравнительную эффективность проекта $\mathcal{E}_{\text{ср}}$:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a} = \frac{8,95}{3,2} = 2,8 \quad (15)$$

Результаты расчетов сравнительной эффективности проекта приведены в таблице 26 [17].

Таблица 26 – Сравнительная эффективность проекта

Показатели	Аналог	Разработка
Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,497
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,2	4,45
Интегральный показатель эффективности	3,2	8,95
Сравнительная эффективность проекта	2,8	