

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Система определения гидратных пробок в трубопроводах
УДК 622.276.72:531.787

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т62	Мишанькин Алексей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	К.Т.Н.,		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Верховская Марина Витальевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин Александр Васильевич	К.Т.Н.,		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества, заданного количества при наименьших затратах общественного труда
ОПК(У)-2	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности
ОПК(У)-3	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-4	Способен участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения
ОПК(У)-5	Способен участвовать в разработке технической документации, связанной с профессиональной деятельностью
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-1	Способен собирать и анализировать исходные информационные данные для проектирования технологических процессов изготовления продукции, средств и систем автоматизации, контроля, технологического оснащения, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством; участвовать в работах по расчету и проектированию процессов изготовления продукции и указанных средств и систем с использованием современных информационных технологий, методов и средств проектирования
ПК(У)-2	Способен выбирать основные и вспомогательные материалы для изготовления изделий, способы реализации основных технологических процессов, аналитические и численные методы при разработке их математических моделей, методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей материалов и готовых изделий, стандартные методы их проектирования, прогрессивные методы эксплуатации изделий

ПК(У)-3	готов применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов, современные методы разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, средства автоматизации технологических процессов и производств
ПК(У)-4	Способен участвовать в постановке целей проекта (программы), его задач при заданных критериях, целевых функциях, ограничениях, разработке структуры его взаимосвязей, определении приоритетов решения задач с учетом правовых и нравственных аспектов профессиональной деятельности, в разработке проектов изделий с учетом технологических, конструкторских, эксплуатационных, эстетических, экономических и управленческих параметров, в разработке проектов модернизации действующих производств, создании новых, в разработке средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством в соответствии с техническими заданиями и использованием стандартных средств автоматизации расчетов и проектирования
ПК(У)-5	Способен участвовать в разработке (на основе действующих стандартов и другой нормативной документации) проектной и рабочей технической документации в области автоматизации технологических процессов и производств, их эксплуатационному обслуживанию, управлению жизненным циклом продукции и ее качеством, в мероприятиях по контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации действующим стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам
ПК(У)-6	Способен проводить диагностику состояния и динамики производственных объектов производств с использованием необходимых методов и средств анализа
ПК(У)-7	Способен участвовать в разработке проектов по автоматизации производственных и технологических процессов, технических средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, в практическом освоении и совершенствовании данных процессов, средств и систем
ПК(У)-8	Способен выполнять работы по автоматизации технологических процессов и производств, их обеспечению средствами автоматизации и управления, готовностью использовать современные методы и средства автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-9	Способен определять номенклатуру параметров продукции и технологических процессов ее изготовления, подлежащих контролю и измерению, устанавливать оптимальные нормы точности продукции, измерений и достоверности контроля, разрабатывать локальные поверочные схемы и выполнять проверку и отладку систем и средств автоматизации технологических процессов, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, а также их ремонт и выбор; осваивать средства обеспечения автоматизации и управления
ПК(У)-10	Способен проводить оценку уровня брака продукции, анализировать причины его появления, разрабатывать мероприятия по его предупреждению и устранению, по совершенствованию продукции, технологических процессов, средств автоматизации и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, систем экологического менеджмента предприятия, по сертификации продукции, процессов, средств автоматизации и управления
ПК(У)-11	Способен участвовать: в разработке планов, программ, методик, связанных с автоматизацией технологических процессов и производств, управлением процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, инструкций по эксплуатации оборудования, средств и систем автоматизации, управления и

	сертификации и другой текстовой документации, входящей в конструкторскую и технологическую документацию, в работах по экспертизе технической документации, надзору и контролю за состоянием технологических процессов, систем, средств автоматизации и управления, оборудования, выявлению их резервов, определению причин недостатков и возникающих неисправностей при эксплуатации, принятию мер по их устранению и повышению эффективности использования
ПК(У)-18	Способен аккумулировать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции, компьютерных систем управления ее качеством,
ПК(У)-19	Способен участвовать в работах по моделированию продукции, технологических процессов, производств, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизированного проектирования, по разработке алгоритмического и программного обеспечения средств и систем автоматизации и управления процессами
ПК(У)-20	Способен проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом их результатов, составлять описания выполненных исследований и подготавливать данные для разработки научных обзоров и публикаций
ПК(У)-21	Способен составлять научные отчеты по выполненному заданию и участвовать во внедрении результатов исследований и разработок в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-22	Способен участвовать: в разработке программ учебных дисциплин и курсов на основе изучения научной, технической и научно-методической литературы, а также собственных результатов исследований; в постановке и модернизации отдельных лабораторных работ и практикумов по дисциплинам профилей направления; способностью проводить отдельные виды аудиторных учебных занятий (лабораторные и практические), применять новые образовательные технологии, включая системы компьютерного и дистанционного обучения

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ 10.04.21 г. Воронин А.В.  
 (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
3-8Т62	Мишанькин Алексей Сергеевич

Тема работы:

Система определения гидратных пробок в трубопроводах.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 138-47/с от 18.05.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является участок прямолинейного газового трубопровода с его автоматической системой обнаружения и устранения гидратов газа, применяемого в качестве ингибитора метанол, длина участка задается в программе обнаружения.</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Описание технологического процесса.</li> <li>2. Обзор и анализ существующих методов борьбы с газогидратами.</li> <li>3. Выбор контрольно-измерительного оборудования.</li> <li>4. Разработка программы обнаружения гидратообразований.</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>6. Социальная ответственность.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Основное окно программы, окно программы с графиком расчетов.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Верховская Марина Витальевна, доцент ОСГН ШБИП, к.э.н.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Аверкиев Алексей Анатольевич ООД ШБИП</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Нет</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>10.04.2021</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	к.т.н.,		10.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т62	Мишанькин Алексей Сергеевич		10.04.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-8Т62	Мишанькин Алексей Сергеевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа информационных технологий и робототехники	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение автоматизации и робототехники
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	– Оклад оператора установок - 78473,33 руб. в месяц; – Оклад оператор КИПиА - 95914,83 руб. в месяц. – Человеческие ресурсы - 2 человека (Операторы установки и КИПиА).
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент - 1,3
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ Страховые взносы во внебюджетные фонды, обязательное страхование от несчастных случаев: 30%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Расчет инновационного потенциала</i>	– Описание потенциальных потребителей; – SWOT-анализ; – Оценка научного уровня исследования.
2. <i>Планирование и формирование бюджета</i>	– Планирование работ; – Расчет основной и дополнительной заработной платы; – Расчет отчислений во внебюджетные фонды; – Определение трудоёмкости выполнения работ; – Разработка графика Ганта; – Расчёт бюджета затрат.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>Матрица SWOT</i>
2. <i>График проведения НИ</i>
3. <i>Разработка графика проведения научного исследования</i>
4. <i>Диаграмма Ганта</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Верховская М. В.	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-8Т62	Мишанькин Алексей Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-8Т62	Мишанькин Алексей Сергеевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа информационных технологий и робототехники	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение автоматизации и робототехники
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Тема ВКР:

Система определения гидратных пробок в трубопроводах.

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является рабочее место оператора установок. Оператор управляет технологическими процессами как дистанционно с помощью систем автоматического управления, так и механически. Рабочее место находится в близости с технологическим оборудованием и подвержено опасным и вредным факторам.
--	---

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Специальные:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ;</li> <li>– ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ;</li> <li>– ГОСТ Р 51337-99;</li> <li>– ГОСТ 12.1.004-91;</li> <li>– ГОСТ 22269-76;</li> <li>– ГОСТ 23000-78;</li> <li>– ГОСТ Р 50923-96;</li> <li>– ГОСТ 12.0.003-2015;</li> <li>– ГОСТ 12.2.003-91;</li> <li>– ГОСТ 12.2.061-81;</li> <li>– ГОСТ 12.1.029-80;</li> <li>– ГОСТ 34563-2019;</li> <li>– ГОСТ 20061-84;</li> <li>– ГОСТ 33936-2016;</li> <li>– ГОСТ 33937-2016;</li> <li>– ГОСТ Р 53521-2009;</li> <li>– ГОСТ Р 50948-2001;</li> <li>– СанПин 2.2.2776-10;</li> <li>– СП 51.13330.2011;</li> <li>– СН 2.4/2.1.8.562-96;</li> <li>– МУ 2.2.4.706-98/МУ ОТ РМ 01-98;</li> <li>– ППБО 119-81;</li> <li>– ТК РФ.</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p>	<p>Вредные факторы:</p>



<p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Отравления от паров газа;</li> <li>– Погодные условия и изменение микроклимата;</li> <li>– Повышенный уровень шума;</li> </ul> <p>Выявленные вредные факторы возникают вследствие высокого давления в газопроводе и вредного состава ингибиторов, также работа при любых погодных условиях вне помещения. Для уменьшения воздействия вредных факторов на работников используются средства индивидуальной защиты; экранирование и изоляция источников шума.</p> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток - плохо изолированные токопроводящие части.</li> <li>2. Пожаробезопасность - существует опасность пожаров и взрывов в случае отклонения режима работы технологического оборудования от допустимых режимов.</li> <li>3. Механические опасности - падение с высоты, соприкосновение с подвижными частями производственного оборудования.</li> <li>4. Отравление токсичными и вредными веществами – в момент утечки газа или разлива метанола.</li> </ol>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Воздействие на атмосферу происходит в результате утечки или разлива метанола. Имеется воздействие на почву и всю окружающую экосистему. Плюс, при попадании в источник воды или канализацию, может нанести вред всему населенному пункту.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Возможные ЧС на производстве:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Разлив метанола;</li> <li>– Пожар;</li> <li>– Взрыв.</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС – утечка метанола, технологическая авария на производстве.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т62	Мишанькин Алексей Сергеевич		

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники  
 Уровень образования – бакалавр  
 Период выполнения – весенний семестр 2020/2021 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:	16.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.06.2021	Основная часть	60
14.06.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
16.06.2021	Социальная ответственность	20

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Мамонова Татьяна Егоровна	к.т.н.,		10.04.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин Александр Васильевич	к.т.н.,		10.04.2021

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 101 страниц, 15 рисунков, 33 таблиц, 14 источников, 2 приложений.

Ключевые слова: гидрат, гидратообразование, прямолинейный, температура газа, давление газа, регулирование, ингибитор, метанол, подача ингибитора, режим работы.

Цель работы – совершенствование автоматической системы по обнаружению гидратообразований в трубопроводе.

В данной работе была разработана программа по обнаружению гидратообразований на определенном участке прямолинейного трубопровода.

Разработанная система может применяться и быть адаптированной, под любую систему анализа параметров газа и жидкости в трубопроводе.

Предлагаемая система позволит увеличить надёжность работы, уменьшить количество аварийных отключений и как следствие финансовых убытков предприятия.

## Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**абсорбция:** Поглощение отдельных компонентов из газовых (паровых) смесей всем объемом жидкости или твердого тела (абсорбента) с образованием раствора.

**адсорбция:** Поглощение отдельных компонентов из газовых (паровых) или жидких смесей на поверхности твердого тела (или в объеме его микропор) или жидкости. В технике под адсорбцией обычно понимают поглощение на поверхности твердого тела (адсорбента).

**ингибитор гидратообразования:** Вещества, предотвращающие образование гидратов углеводородных газов при их добыче, транспорте и подземном хранении, а также в процессах первичной обработки.

**облитерация:** Процесс отложения газогидрата на стенки газопровода.

## **Обозначения и сокращения**

АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ДП – динамическое программирование;

ГУ – граничное условие;

МГ – магистральный газопровод;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КС – компрессорная станция;

ИМ – исполнительный механизм;

ТГ – технологический газопровод;

ТП – технологический процесс;

ПТС – программно-технические средства;

ПМК – программно-математический комплекс;

ПТК – Программно-технический комплекс;

НТС – низкотемпературная сепарация газа.

## Содержание

Введение.....	17
1 Обзор литературы и аналогов решения задачи.....	19
1.1 Строение гидратов .....	20
1.2 Факторы, влияющие на образование скоплений в газопроводе .....	24
1.3 Существующие методы борьбы с газогидратами.....	28
1.4 Основные формулы для расчетов и реализации программы Определения зоны конденсации влаги в трубопроводе.....	30
1.5 Определение количества выделяемой жидкости и расхода метанола для устранения гидратов. ....	32
2 Выбор средств реализации САУ по обнаружению гидратообразований ...	36
2.1 Выбор контрольно-измерительного оборудования.....	36
2.2 Выбор расходомера.....	40
2.3 Выбор датчика давления .....	42
2.4 Выбор датчика температуры.....	45
3 Технические требования системы .....	50
3.1 Экранные формы .....	50
3.2 Соединения внешних проводов.....	51
3.3 Передача данных от измерительных приборов в программу.....	51
3.4 Требования к программному обеспечению.....	54
3.5 Требования к математическому обеспечению .....	54
3.6 Требования к информационному обеспечению.....	55
3.7 Требования к надежности .....	55
3.8 Требования к системе .....	56

4	Разработка программы для определения гидратообразований в трубопроводе	
	57	
4.1	Блок схема программы .....	60
4.2	Проверка работоспособности программы .....	62
5	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	63
5.1	Оценка готовности проекта к коммерциализации и исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	64
5.1.1	Готовность к коммерциализации.....	64
5.1.2	SWOT-анализ.....	66
5.2	Планирование научно-исследовательских работ.....	69
5.2.1	Структура работ в рамках научного исследования .....	69
5.2.2	Разработка графика проведения научного исследования .....	71
5.3	Бюджет научно технического исследования и проведение работ .....	73
5.4	Основные фонды .....	75
5.4.1	Расчет стоимости необходимого оборудования .....	75
5.4.2	Расчет амортизации основных средств.....	77
5.4.3	Расчет численности персонала и фонда оплаты труда.....	79
5.5	Оценка научного уровня.....	80
5.6	Вывод по разделу .....	84
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	85
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	85
6.1.1	Специальные правовые норма трудового законодательства.....	85
6.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	87
6.2	Производственная безопасность.....	88
6.2.1	Возможные опасные и вредные производственные факторы .....	89

6.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при производстве объекта на предприятии .....	90
6.3 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте.....	93
6.4 Экологическая безопасность.....	95
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
6.6 Вывод по разделу .....	97
Заключение .....	99
Список используемых источников.....	100
Приложение А. Проверка программы.....	102
Приложение В. Код программы .....	104



## **Введение**

Большинство газовых промыслов в данное время находятся на завершающих этапах эксплуатации, а это означает, что в составе скважинного флюида содержится большое количество воды.

Гидраты – это соединение углеводородов и воды, представляют собой твердое вещество, похожее на снег. Гидраты образуются, при определенных условиях: наличие влаги в газе, низкая температура и высокое давление. Главная причина их образования заключается в снижении давления, температуры газа, что приводит к возникновению сконденсированных и накопленных в скважинах и газопроводах паров воды. В результате скважины могут самозадавливаться, то есть останавливаться. В холодное время года могут образовываться ледяные пробки (гидраты), что является основной проблемой задержки потока газа.

При определённых термобарических условиях влага в газе, из газообразного состояния может переходить в состояние гидрата, пропуская фазу конденсации в жидкость.

Основные места образования газогидратов:

- на штуцерах;
- в обвязке труб;
- в сепараторах;
- в шлейфах;
- на диафрагмах замерных участков.

Возникновение газогидратов может привести к закупориванию скважин, газопроводов, сепараторов, нарушению работы стабилизирующих и замерных устройств. Все это в итоге приводит к снижению уровня добычи газа, а также может полностью перекрыть проходное сечение трубы, что является аварийной ситуацией. Иногда регуляторы давления и штуцеры выходят из строя, что приводит к дросселированию газа, сопровождающееся резким снижением температуры и нарушением работы оборудования.

Поэтому на промысле есть определенный ряд мер, который предотвращает формирование гидратов.

Основными методами предотвращения гидратообразования и удаления гидратных пробок являются:

- повышение температуры газа;
- создание определенных термобарических условий;
- локальный подогрев определенных участков;
- уменьшение давления газа;
- удаление влаги из газа с помощью абсорбентов и адсорбентов;
- добавление ингибиторов гидратообразования (распространённый метод);
- добавление метанола (он добавляется как в саму скважину, так и в шлейф газовых скважин – популярный метод).

Предупредить гидратообразования в скважинах помогает автоматизация. Автоматизация газовой скважины предусматривает измерение устьевого давления, температуры, и дебита газа; выявление наличия механических примесей в газовом потоке, а также их количество. Для стабильной работы автоматизационного процесса необходимо наличие автономного источника питания, батареи большой емкости, чтобы показания средств измерений передавались на диспетчерский пункт со скважин, находящихся на больших расстояниях друг от друга.

Важным требованием к оснащению современных газовых промыслов является наличие альтернативных источников электроэнергии, таких как:

- солнечные батареи;
  - ветрогенераторы;
- источники электроэнергии, работа которых основана на использовании разности температур горячего газа в трубе и холодного грунта в зимнее время года.

## 1 Обзор литературы и аналогов решения задачи

Газогидрат – это твердые кристаллические соединения низкомолекулярных газов с водой, таких как метан, этан, пропан, бутан и др. Внешне они похожи на стружку льда или снег. Газогидраты стойки при низких температурах и высоком давлении (места вечной мерзлоты, глубоководья), при изменении этих условий, они легко распадаются на газ и воду с поглощением большого количества тепловой энергии. Разложение гидрата в замкнутом объёме, либо в пористой среде (естественные условия), приводит к значительному повышению давления. Кристаллогидраты имеют высокое электрическое сопротивление, хорошо проводят звук, и почти непроницаемы для свободных молекул воды и газа. Для них характерна критически низкая теплопроводность (для метан-гидрата 273 К, это в пять раз ниже чем у льда). Метан является самым популярным природным газом-гидратообразователем. Его содержание в гидратах очень высокое, из 1 м<sup>3</sup> газа можно получить более 160 м<sup>3</sup> метана.

Из-за своей клатратной структуры единичный объём газового гидрата может содержать до 160-180 объёмов чистого газа. Плотность гидрата ниже плотности воды и льда (для гидрата метана около 900 кг/м<sup>3</sup>).

Ускоренному образованию газовых гидратов способствуют такие явления как:

-Турбулентность. Образование газовых гидратов активно протекает на участках с высокими скоростями потока среды. При перемешивании газа в трубопроводе, технологическом резервуаре, теплообменнике, интенсивность газогидратообразования возрастает.

- Центры кристаллизации. Под центром кристаллизации понимается точка, в которой есть благоприятные условия для фазового превращения (твердой фазы из жидкой).

- Свободная вода. Наличие свободной воды не есть обязательное условие для гидратообразования, но интенсивность этого процесса с наличием

свободной воды значительно возрастает. Помимо этого, поверхность раздела фаз вода-газ является центром кристаллизации для образования газогидратов.

В процессе добычи газа, гидраты обычно образуются в магистральных газопроводах, стволах скважин, промышленных коммуникациях. Гидраты резко уменьшают пропускную способность труб, осаживаясь на их стенках.

Для предотвращения образования гидратов в магистральных газопроводах применяют метод газоосушки. Суть метода заключается в очистке газа от паров воды.

Для предотвращения образования гидратов в трубопроводах и скважинах применяют следующие методы:

- 1) Введение различных ингибиторов (метиловый спирт, гликоли, 30% раствор  $\text{CaCl}_2$ ).

Поддержка температуры потока газа выше температуры гидратообразования. Поддержку постоянной температуры обеспечивают с помощью теплоизоляции трубопроводов, подогревателей, подбора режима эксплуатации.

### **1.1 Строение гидратов**

Молекулы воды в структуре газогидратов образуют ажурную каркас-решётку, в котором имеются полости. По размерам и форме полости каркаса бывают 12-, 14-, 16- и 20-гранниками, немного деформированными относительно идеальной формы. Эти полости могут занимать молекулы газа. Они связаны с каркасом воды Ван-дер-Ваальсовыми связями. Состав газовых гидратов можно описать следующей формулой:  $M \cdot n \cdot \text{H}_2\text{O}$ , где  $M$  - молекула газа-гидратообразователя,  $n$  – число (переменное) молекул воды, приходящихся на одну включённую молекулу газа, зависящее от таких факторов как: тип гидратообразователя, давления и температуры.

Полости могут комбинироваться между собой и образовывать сплошную структуру различных типов. Их названия по уже принятой

классификации следующие – кубическая (КС), тетрагональная (ТС) и гексагональная (ГС) структура (таблица 1). Наиболее часто встречаются в природе гидраты типов КС-I (англ. sI), КС-II (англ. sII), в то время как остальные являются метастабильными.

Таблица 1 – Структуры клатратных каркасов газовых гидратов

Характеристика кристаллической структуры	Кубическая I (КС-I)	Кубическая II (КС-II)	Гексагональная III (ГС-III)	Тетрагональная I (ТС-I)
Пространственная характеристика	Pm3n	Fd3m	P6/mmm	P42 /mm
Параметры ячейки, нм	a = 1,2	a=1,71	a=1,23 c=1,02	a=2,35 c=1,23
Типы полостей:	DТ	DH	D, D'Е	D P, T
Формула элементарной ячейки	2D·6Т·4 6H <sub>2</sub> O	16D·8H·13 6H <sub>2</sub> O	3D'·3D·I X·3H <sub>2</sub> O	10D·16Т·4P ·172H <sub>2</sub> O
Примеры	CH <sub>4</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>10</sub> H <sub>16</sub> +CH <sub>4</sub>	Br <sub>2</sub>

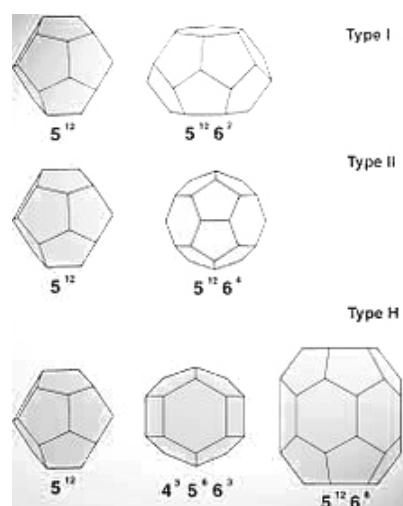


Рисунок 1 – Кристаллические формы газогидратов

С точки зрения практических приложений для газовой промышленности (предупреждение техногенных гидратов, природные газогидраты. промышленные газогидратные технологии) основной интерес представляют только две кубические структуры КС-I, КС-II, отличающиеся размерами элементарных ячеек, видами и размерами полостей. В то же время гидраты структуры ГС-III прогнозируются в нефтегазовых системах.

Возможно формирование нескольких газогидратных структур в одной системе. На это указывает исследование фазовых диаграмм при больших давлениях. Так изучение систем «аргон-вода» (при давлении до 1500 МПа) выявило, что аргон может формировать 4 вида гидратов:

- КС-II;
- ГС-III;
- новый тип ТС;
- гидрат неустановленной структуры.

Рассмотрим структуры газогидратов для газов-гидратообразователей, которые являются компонентами природной углеводной системы. Структуры гидрата КС-I формируют газы  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{Xe}$ ,  $\text{CF}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ . Структуры гидрата КС-II формируют газы  $\text{Ar}$ ,  $\text{Kr}$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ . Циклопропан ( $\text{C}_3\text{H}_6$ ) может образовывать гидраты как КС-I, так и КС-II (в зависимости от термодинамических условий).

II структура формируется из газогидратов природных углеводородных газов. КС-II образуется при смешении пропана и метана (0,6-0,3 %).

Если гидраты природного газа получились из многокомпонентной углеводородной смеси, то они реализуются в отношении от структуры газовой фазы. Газогидраты КС-I формируются из: газа, в котором содержится значительное количество сероводорода и азота (не углеродных компонентов), а также из природного газа из газового месторождения (содержание пропана и изобутана менее 0,3-0,6 %). Газогидраты КС-II формируются из природного газа газоконденсатного месторождения. Так, в

1 м<sup>3</sup> природного газового гидрата может содержаться до 164 нм<sup>3</sup> газа.

Существует 3 метода задания состава индивидуального гидрата:

1) Если предположить, что формула гидрата  $M \cdot nH_2O$ , то гидратным числом  $n$  можно задать состав гидрата.

2) Если предположить, что формула гидрата  $(1-x) H_2O \cdot x \cdot M$ , то мольной долей  $x$  газа в клатратной фазе можно задать состав гидрата.

3) С помощью степеней заполнения  $\theta_1$ ,  $\theta_2$  малых и больших полостей соответственно. Уровень наполнения может изменяться от 0 до 1.

Следовательно, газогидраты - соединения переменных составов. Значения  $n$ ,  $\theta_1$ ,  $\theta_2$  зависят от температуры, давления и прочих условий образования газовых гидратов.

Изучив результаты экспериментов и различные теории по составу гидратов, сделаны следующие выводы:

1) Если один тип полостей переполнен, то газогидраты термодинамически стабильны. Гидраты КС-II будут термодинамически стабильны, если их крупные полости будут заполнены полностью.

2) Некоторые газогидраты I структуры имеют обе полости, наполненные гостевыми молекулами. Уровень наполнения крупных полостей способен измеряться в узких пределах и близок к 1. В то же время уровень наполнения малых полостей измеряется в широких границах от 0 до 1. У некоторых гидратов структуры I заполнены только большие полости (циклопропан, четырехфтористый углерод). Из этого следует, что у некоторых гидратов I структуры число  $n$  изменяется в пределах  $5,9 \div 8,0$ , переменность гидратного числа определяется степенью заполнения малых полостей.

3) Некоторые гидраты II структуры, образованные крупными молекулами, имеют большие полости заполненные полностью, в то же время маленькие полости остаются свободными. В то же время не исключается факт того, что полости могут быть частично заполнены

гидрофобными молекулами воды. Тетрагидрофуран и изобутан относятся к таким гидратообразователям. Гидраты Кг, Ar, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> относятся тоже ко II структуре, у них малые полости частично свободны, а большие полости полностью заполнены.

4) Величина  $n$  у смешанных гидратов измеряется в широких пределах. Пример: если изменять содержание метана в бинарной смеси метана и пропана от 0 до 100 мол. %, то значение  $n$  будет меняться от 17 до 6.

5) Гидраты структуры I образует газ сеноманских залежей (месторождения Западной Сибири) с гидратным числом  $n \approx 6$ , так как этот газ состоит почти из чистого метана (пропана менее 0,2-0,3 об. %).

6) Гидраты структуры II образует газ газоконденсатных месторождений, так как в газе имеются изобутан и пропан более 0,2-0,3 об. %).

7) Чтобы подсчитать запасы газа в газогидратных залежах, если основным газовым компонентом в гидрате является метан, можно использовать величину  $n \approx 6$ .

## **1.2 Факторы, влияющие на образование скоплений в газопроводе**

Помимо основных факторов, таких как давление и температура, есть и достаточно важный фактор, который может влиять на процесс формирования гидратов, им является компонентный состав природного газа.

Почти все компоненты газа, при соединении с водой, образуют гидраты, которые при наличии высокого давления могут существовать даже при положительных температурах. На практике же, чаще всего можно встретить смешанные гидраты газа. По составу газа, основную часть состава газа имеет метан, а вот пропан, изобутан, сероводород, азот и другие газы, занимают всего несколько процентов состава природного газа. На рисунке 2, показаны условия гидратообразования в системе метан-пропан.



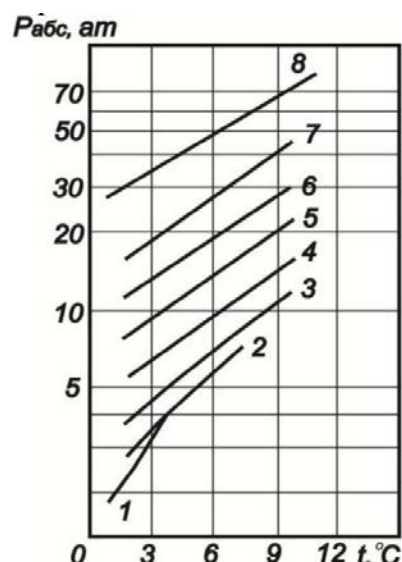


Рисунок 2 – Условия гидратообразования в системе метан-пропан-вода

График представлен при процентном содержании пропана в смеси: 1 – 100 %; 2 – 63,8 %; 3 – 28,8 %; 4 – 11,7 %; 5 – 4,8 %; 6 – 2,6 %; 7 – 1,0 %; 8 – 0 % (чистый метан).

Воспользуемся известными, в учебных методичках, эмпирическими формулами Г.В. Пономарева, для того, чтобы определить равновесные условия гидратообразования. Формулы, получены на основе обработки экспериментальных данных по условиям гидратообразования природных газов различного состава и учитывают влияние состава газа [1].

При положительных температурах:

$$T_p = 18,47 \cdot \lg p_p - B, \quad (1.1)$$

При отрицательных температурах:

$$T_p = -58,5 \cdot \lg p_p + B_1, \quad (1.2)$$

где  $T_p$  – равновесная температура гидратообразования,  $p_p$  – равновесное давление гидратообразования.  $B$  и  $B_1$  являются табличными коэффициентами.

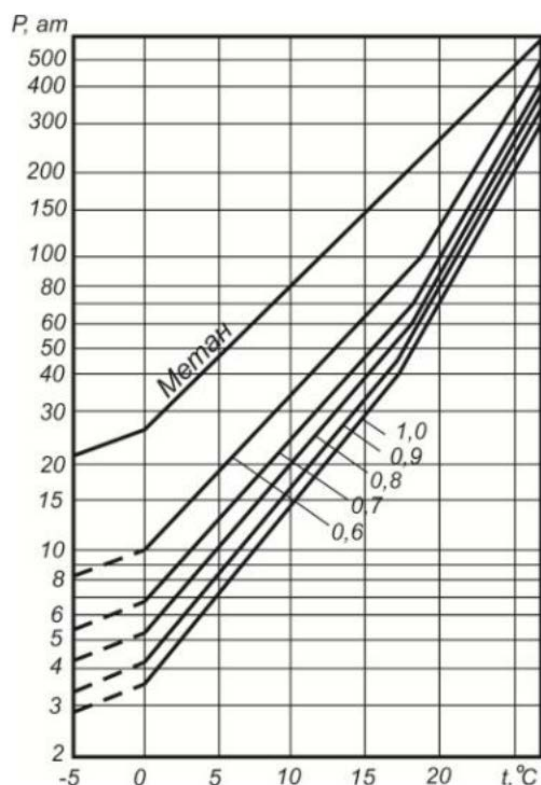


Рисунок 3 – Начальные условия образования гидратов природных газов разного удельного веса, относительно плотности  $p$  (по воздуху)

Воспользуемся экспериментальными данными с параметром  $B$ , для уточнения подобной корреляции (таблица 2).

Таблица 2 – Состав эталонных газов

Плотность газа(по воздуху)	Компоненты природного газа, об. %					
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5+в</sub>
0,60	92,67	5,29	1,38	0,182	0,338	0,14
0,70	86,05	6,06	3,39	0,84	1,36	2,30
0,80	73,50	13,40	6,90	0,80	2,40	3,00
0,91	61,98	17,77	11,18	1,50	4,14	3,43
1,00	54,71	17,45	13,30	2,10	6,40	6,04

Параметры  $k$  и  $p$  определяются в зависимости от относительной плотности газовой смеси представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры  $k$  и  $\rho$

$\rho$	$k$	$\beta$
0,60	0,0050	1,00
0,65	0,0060	0,90
0,70	0,0075	0,82
0,75	0,0087	0,76
0,80	0,0100	0,70
0,85	0,0114	0,66
0,90	0,0128	0,61
0,95	0,0144	0,57
1,00	0,0160	0,54

Давление, температура, наличие свободной капельной влаги и степень минерализации – основные факторы, которые определяют условия образования гидратов природных газов в скважине.

Исходные данные для того, чтобы получить предварительный прогноз начала гидратообразования, берутся по соседним скважинам в районе.

Условия гидратообразования для каждого конкретного месторождения определяют с помощью лабораторных установок в лабораториях или непосредственно на промысле.

С помощью глубинного манометра определяют давление по стволу или на забое работающей и простаивающей скважины. Еще один способ по вычислению давления – барометрические формулы. Чтобы наиболее достоверно предсказать место образования гидратов, необходимо определять величину давления по стволу скважины в 5-6 точках, но не реже, чем 400-500 м.

Одним из основных факторов образования гидратов является температура, так как из газа при его охлаждении всегда выпадает капельная влага, а давления в стволе скважины достаточно для образования гидратов.

Поэтому очень важно определение именно температуры для определения мест образования гидратов в скважинах.

Основные факторы, влияющие на температуру газа, движущегося по стволу скважины:

- дросселирование газа в призабойной зоне и по стволу скважины;
- теплообмен с окружающими горными породами;
- механическая работа подъема газа;
- трение газа о стенки скважины;
- выделение скрытой теплоты парообразования при конденсации воды и тяжелых углеводородов.

Однако, расчетные способы определения температуры не очень точны из-за невозможности точного определения большого количества параметров, влияющих на нее. Замеры температуры в потоке газа в скважине при промысловых геофизических исследованиях с помощью электрического термометра сопротивления – самый точный метод получения сведений о распределении температуры.

### **1.3 Существующие методы борьбы с газогидратами**

Ввод ингибиторов.

Самый распространенный и широко используемый из методов по борьбе с образованиями гидратов, позволяет локально устранить эти образования в трубопроводе. Ингибитор вводится в поток газа и поглощает парообразования влаги и вместе с свободной водой, сконденсированной в результате охлаждения газа, образует раствор. Упругость паров воды, а, следовательно, и температура точки росы снижаются [1]. При этом понижается равновесная температура гидратообразования.

Осушка газа методами: адсорбция, абсорбция, низкотемпературная сепарация (НТС).

Адсорбция.

Такой метод, основан на избирательном поглощении порами поверхности твердого адсорбента молекул воды из газа, последующей извлечением их из пор с помощью использования внешних воздействий. Главным недостатком процесса, является необходимость замены адсорбента, из-за его быстрого насыщения и потери адсорбционных свойств.

#### Абсорбция.

Основа этого метода в применении специальных реагентов, поглощающих влагу в газе при контакте внутри установки осушки. Недостатком этого метода является сложность с точки зрения технологии восстановления, свойств абсорбента.

#### Низкотемпературная сепарация газа (НТС).

Это процесс охлаждения газа при неизменном давлении. По ходу процесса, избыточная влага конденсируется и отводится, следовательно, точка росы газа снижается. Недостатком процесса является необходимость поддержания постоянного давления и достаточно низкой температуры не зависимо от температуры окружающей среды.

#### Снижение давления.

Такой метод заключается в том, что давление газа поддерживается ниже давления гидратообразования, для предупреждения образования гидратов, и ниже давления разложения, для разрушения уже образовавшихся гидратов [12]. Недостатком является необходимость постоянного поддержания низкого давления гидратообразования, а главным недостатком является плохая пригодность в условиях эксплуатации.

#### Подогрев газового потока.

Поддержка температуры, газового потока, выше температуры образование гидрата, это когда при сохранении давления в газопроводе, температура газа поддерживается выше равновесной температуры образования гидратов. Недостатком данного метода является, постоянное поддержание температуры, а еще большие затраты на изоляцию

трубопровода, для устранения больших тепло потерь потока, при контакте стенок трубопровода с окружающей средой.

#### 1.4 Основные формулы для расчетов и реализации программы определения зоны конденсации влаги в трубопроводе

Для создания модели и алгоритма, точного определения зоны конденсации влаги в магистральном газопроводе, и необходимого количества вводимого метанола газопровод, потребуются исходные данные, приведённые в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные для реализации модели и алгоритма

Наименование	Обозначение	Единицы измерения
Диаметр трубопровода	$D$	мм
Длина участка(расчетного)	$L$	м
Производительность газопровода	$Q$	нм <sup>3</sup> /сут.
Давление начальное	$p_1$	МПа
Давление конечное	$p_2$	МПа
Коэффициент Джоуля–Томсона	$m$	К/МПа
Температура газа начальная	$T_n$	<sup>0</sup> С
Температура окружающей среды	$T_0$	<sup>0</sup> С
Температура точки росы	$T_{т.р.}$	<sup>0</sup> С
Теплоёмкость газа	$C_p$	Дж/К
Коэффициент теплопроводности	$K$	Вт/м <sup>2</sup> *К
Плотность газа абсолютная	$\rho$	кг/ м <sup>3</sup>

Определим зона начала и конца конденсации в трубопроводе [12].

Начало:  $x_n$  при  $T=T_{т.р.}$

$$x_n = \frac{1}{a} \cdot \ln \left[ \frac{\mu \cdot (p_1 - p_2) + (T_n - T_0) \cdot a \cdot L}{\mu \cdot (p_1 - p_2) + (T_{т.р.} - T_0) \cdot a \cdot L} \right], \quad (1.3)$$

Конец:  $x_k$

$$x_k = \frac{1}{a} \cdot \ln \left[ \frac{(T_n - T_0) \cdot a \cdot L}{\mu \cdot (p_1 - p_2)} + 1 \right], \quad (1.4)$$

$$a = \frac{24 \cdot k \cdot \pi \cdot D}{\rho \cdot Q \cdot C_p}, \quad (1.5)$$

где  $k$ -коэффициент теплопередачи в окружающую среду;

$D$ -диаметр трубопровода наружный;

$\rho$  -плотность газа;

$Q$ -объемный расход газа;

$C_p$ -теплоемкость газа удельная.

Определим начальную температуру конденсации паров из газа, при температуре газа  $T$ , ( $T=T_{т.р.}$ ) по формуле (1.6):

$$T = T_0 + (T_n - T_0)e^{-ax} - \mu \frac{p_1 - p_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{a}, \quad (1.6)$$

где  $T$ -температура газа;

$T_0$ -температура окружающей среды;

$T_n$ -температура газа начальная;  $x$ -расстояние от начала до рассматриваемого мета газопровода;  $a$ -расчетный коэффициент;

$\mu$  -коэффициент Джоуля-Томсона;

$p_1$ -давление начальное;  $p_2$ -давление конечное;

$L$ -длина участка газопровода.

Осушать газа необходимо ниже температуры точки росы, чтобы он перешел в состояние насыщения водяным паром, при данном влагосодержании и неизменном давлении. Это приводит к нормальной работе газопровода [12].

Определим коэффициент Джоуля–Томсона:

$$\mu = \frac{1}{C_p} \cdot (E_1 - E_2), \quad (1.7)$$

где  $E_1=0.98 \cdot 10^6$ ;  $E_2=1.5$ .

Когда происходит достижение точки росы газа или на том, с чем он соприкасается, начинается конденсация пара воды.

Осушку газа, чаще всего, осуществляют ниже точки росы на 5-7 К. Образовавшуюся толщину газогидрата можно определить по следующим формулам:

Для точки росы (от 273 до 243 К):

$$\delta = \left(m + \frac{n}{\lg p}\right) \cdot (T_0 - T_{m.p.}) \cdot \lg \frac{0,2785 \cdot T}{p}, \quad (1.8)$$

Для точки росы (от 273 до 233 К):

$$\delta = (m + n + \lg p) \cdot (T_0 - T_{m.p.}), \quad (1.9)$$

Параметры D, T, p определяют через коэффициенты n и m, для разных диаметров приведены в таблице 5. Эти формулы применяют при температуре газа, транспортируемого, ниже точки росы.

Таблица 5 – Коэффициенты n и m, для разных диаметров

Т.газа, К	D = 500 мм		D = 1000 мм		D = 1200 мм	
	m	n	m	n	m	N
273	0,0207	0,0433	0,0085	0,0816	0,0076	0,0166
263	0,0116	0,0246	0,0046	0,01025	0,0046	0,00965
253	0,0064	0,0133	0,0038	0,00400	0,0037	0,00722
243	0,0041	0,0087	0,0031	0,063	0,0016	0,0034
233	0,00072	0,00031	0,00036	0,000155	0,003	0,000125
223	0,00046	0,00025	0,00048	0,00025	0,00039	0,0002

Среднее давление газа в газопроводе определяется по формуле:

$$p_{cp} = \frac{2}{3} \left( p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2} \right), \quad (1.10)$$

где p<sub>1</sub> и p<sub>2</sub>-давление газа в начале и конце пути.

## 1.5 Определение количества выделяемой жидкости и расхода метанола для устранения гидратов



Количество выделившейся воды в жидкой форме, является основным показателем для определения необходимого количества ингибитора-метанола.

Влагосодержание газа рассчитаем по формуле (1.11)

$$W = \frac{0.457}{P_{cp}} \cdot e^{0.0735t - 0.00027t^2} + 0.0418 \cdot e^{0.054t - 0.0002t^2}, \quad (1.11)$$

где W - влагосодержание газа;

$P_{cp}$ .- давление среднее на участке;

t - температура на участке газопровода.

Количество жидкости, выделившейся из газа можно определить по формуле (1.12)

$$G_{ж.в.} = W \cdot Q, \quad (1.12)$$

где Q-расход газа;

W-влагосодержание газа.

Температура гидратообразования  $T_{гидр}$  определяется на основании среднего давления  $p_{cp}$ .

Снижение точки замерзания раствора определим по формуле (1.13)

$$\Delta T = T_{гидр} - T_0, \quad (1.13)$$

Содержание объема ингибитора-метанола в жидкости определяется из  $\Delta T$ , представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Содержание метанола в жидкости

DT (K)	Содержание метанола жидкости $M_{ж}$ (%)
0	0
5	15
10	20
15	27
20	32

25	40
----	----

Концентрация метанола в газе:

$$K_{м.г.} = M_{жс} \cdot K_m \cdot 16 \cdot 10^{-3}, \quad (1.14)$$

где  $M_{жс}$  - содержание метанола в жидкости;

$K_m$  - отношение количества паров метанола к его содержанию в жидкости

$$K_m = \frac{W}{1.088}.$$

Количество метанола, насыщающего жидкость:

$$G_{м.жс.} = \frac{G_{жс.в.} \cdot M_{жс}}{100 - M_{жс}}, \quad (1.15)$$

где  $M_{жс}$  - содержание в жидкости;

$G_{м.жс.}$  - количество жидкой фазы из газа.

Количество метанола, насыщающего газ:

$$G_{м.г.} = Q \cdot K_{м.г.}, \quad (1.16)$$

Количество метанола, вводимого в газопровод:

$$G_m = G_{м.жс.} + G_{м.г.}, \quad (1.17)$$

Удельный расход метанола:

$$q_m = \frac{G_m}{Q}, \quad (1.18)$$

Массовый расход газа

$$m_g = \rho_g \cdot v \cdot \pi \cdot d_{жс}^2, \quad (1.19)$$

где  $v$  – скорость газа в трубопроводе (м/с);

$\rho_g$  – плотность газа (кг/м<sup>3</sup>);

$d_{жс}$  – радиус живого сечения трубопровода (м), считая в первом приближении, что живое сечение газопровода имеет форму окружности;

$m_g$  – расход газа (м<sup>3</sup>/сут).

Потери природного газа на образование твёрдого газогидрата составляют обычно ничтожную долю расхода газа через трубопровод.

Поэтому массовый расход газа  $m_g$  по всей длине газопровода логично считать постоянным  $m_g = \text{const}$ , тогда из уравнения (1.19) [1].

Массовая концентрация потока

Содержащаяся в потоке с массовой концентрацией  $k_w$ , может находиться в двух агрегатных состояниях: в виде воды с массовой концентрацией  $k_1$  и в виде пара в газовой фазе с массовой концентрацией  $k_2$ . Эти концентрации связаны между собой следующим образом (1.20):

$$k_w = k_1 + (1 - k_1) \times k_2, \quad (1.20)$$

где  $k_w$  – массовая концентрация потока;

$k_1$  – массовое содержание воды в жидком виде;

$k_2$  – массовое содержание паров воды.

Изменения температуры вдоль трубопровода

В процессе образования гидратов, важное значение имеет характер изменения температуры. Уравнение изменения температуры вдоль трубопровода с учётом тепловых эффектов конденсации паров влаги можно записать в виде (1.21)

$$m_g \cdot C_p \cdot \frac{T_{\text{газ}}}{dx} = \frac{m_g}{\rho_g} \cdot \frac{dp}{dx} + m_g \cdot l_g \cdot \frac{dk}{dx} - Q, \quad (1.21)$$

где  $C_p$  – удельная теплоёмкость газа (Дж/К);

$l_g$  – скрытая теплота парообразования воды;

$m_g$  – массовый расход газа (кг/час);

$T_{\text{газ}}$  – температура газа (К).

## **2 Выбор средств реализации САУ по обнаружению гидратообразований**

Для выбора средств реализации автоматизированной системы по обнаружению гидратообразований необходимо провести анализ датчиков, исполнительных механизмов. Анализ будем проводить исходя из технического задания, т.е. будем опираться на возможность выполнения функций системы, требования к метрологическому обеспечению, требования к надежности, к техническому обеспечению, а также исходя из финансовых показателей.

### **2.1 Выбор контрольно-измерительного оборудования**

Современные системы магистрального газопровода представляют из себя комплекс, в котором собраны все технологические новинки в области средств измерения. Это связано с необходимостью контроля над параметрами рабочей среды, таких как: температура, расход, давление, перепад давления, определение точки росы по воде или точки росы по углеводородам. Для контроля за всеми этими показателями используются различные измерительные первичные преобразователи (датчики). Датчики преобразуют физическую величину в электрический сигнал и работают с показывающими, регистрирующими вторичными приборами, регуляторами, системами автоматического управления и контроля.

Для формирования модели и алгоритма программы, необходимы данные с контрольно-измерительных приборов.

Ниже приведена таблица 7, с контрольно-измерительными приборами, используемых в работе.

Для выбора контроллерного оборудования были рассмотрены следующие виды контроллеров: Siemens S7-400, Mitsubishi Melsec, Allenbradley SLC 1750. Сравнительный анализ контроллеров приведен в таблица 8.

Таблица 7 – Наименование приборов КИП и погрешности их измерения

Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Название прибора		Погрешность измерения, ±%	
			Штатные	Дополнительные (не штатные)		
Расход газа	Q	нм <sup>3</sup> /сут.	Micro Motion 2700	–	до ± 0,05 %	
Точка росы природного газа	T <sub>т.р.</sub>	°C	Датчик точки росы по воде	Анализатор точки росы «Hygrovision – BL»	± 2°C	±0,25°C
Начальная температура турагаз	T <sub>нач</sub>	°C	Метран-274	–	0,2	
Температура окружающей среды	T <sub>окр.</sub>	°C	TСМ(П)У 014.73, TСМ(П)У 014.83,	–	0,25	
Давление в начале участка газопровода	p <sub>1</sub>	МПа	Метран-150CG	–	0,075; 0,1; 0,2; 0,5	
Давление в конце участка газопровода	p <sub>2</sub>	МПа	Метран-150CG	–	0,075; 0,1; 0,2; 0,5	
Абсолютная плотность газа	□	кг/ м <sup>3</sup>	Портативный лабораторный хроматограф «ХРОМАТЭК– РИСТАЛЛ 5000»		–	

Таблица 8 – Сравнительный анализ контроллеров

	Siemens S7-400H	Mitsubishi Melsec	Allenbradley SLC 1750
Время цикла	0,1 мс	0,2 мс	0,2 мс
Типы интерфейсов	RS-485, Modbus RTU, Profibus, Ethernet	RS-485, Modbus RTU, Profibus, Ethernet	– Ethernet/IP; – ControlNet; – DeviceNet; – Data Highway Plus;

Языки программирования	FBD, LD, CFC, STL	FBD, LD, CFC, STL	FBD, LD, CFC, STL
Модули ввода/вывода	Модульного типа до 4000 точек	Подключение дополнительных модулей до 1024 точек	Модульного типа до 4000 точек
Самодиагностика и резервирование	Самодиагностика, резервирование процессора	Самодиагностика	Самодиагностика
Средняя наработка на отказ	170 000 ч	150 000 ч	100 000 ч
Цена	230 000 р	179 000 р	250 000 р

Из сравнительного анализа выбор остановим на Siemens S7-400H, так как он удовлетворяет всем требованиям к техническому, метрологическому обеспечению, а также к требованиям надежности. При этом цена ниже, чем у Allen Bradley SLC 1750. Модульная конструкция очень удобна, что позволяет менять объем автоматизации, повышенная надежность за счет резервирования процессора, высокая средняя наработка на отказ.

SIMATIC S7-400 – это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации средней и высокой степени сложности, представлен на рисунке 4.



Рисунок 4 – Siemens SIMATIC S7-400H

Программируемые контроллеры Siemens S7-400H с резервированной структурой, обеспечивающие высокую надежность функционирования системы управления.

- Резервирование всех основных функций на уровне операционной системы центральных процессоров.
- Высокий коэффициент готовности, обеспечиваемый применением переключаемых конфигураций системы ввода-вывода.
- Возможность использования стандартных конфигураций систем ввода-вывода.
- Горячее резервирование: автоматическое безударное переключение на резервный блок в случае отказа ведущего бока.
- Конфигурации на основе двух стандартных или одной специализированной монтажной стойки.
- Использование резервированных сетей PROFIBUS DP для повышения надежности функционирования системы распределенного ввода-вывода.

Конструкция SIMATIC S7-400H включает в свой состав:

- 2 базовых блока: на основе двух стандартных монтажных стоек UR1/UR2 или на основе одной монтажной стойки UR2-H с двумя независимыми секциями внутренней шины.
- 1 центральный процессор CPU 417-4H/ CPU 414-4H на каждый базовый блок контроллера.
- 2 модуля синхронизации на один центральный процессор для связи базовых блоков контроллера через оптические линии связи. 2 оптических кабеля для установки синхронизирующих соединений.
- Модули ввода-вывода S7-400 в каждом базовом блоке контроллера (при необходимости).
- Стойки расширения UR1/UR2/ER1/ER2 и/или станции распределенного ввода-вывода ET 200M с модулями ввода/вывода.

Принцип действия.

Основным принципом построения программируемого контроллера S7-400H является принцип горячего резервирования с поддержкой безударного автоматического переключения на резервный базовый блок в случае отказа ведущего базового блока. В соответствии с этим принципом при отсутствии отказов оба базовых блока находятся в активном состоянии и синхронно выполняют одну и ту же программу. В случае возникновения отказа все функции управления принимает на себя исправный базовый блок контроллера.

## 2.2 Выбор расходомера

При выборе расходомера были рассмотрены индукционные Promag фирмы Endres+Hauser, ультразвуковые XMT868i от ОАО «Пергам-Инжиниринг» и кориолисовые расходомеры MicroMotion производства Emerson Process Management.

Таблица 9 – Сравнительный анализ расходомеров

Характеристика/ датчик	Диапазон измерения, м <sup>3</sup> /ч	Базовая погрешность	Средняя наработка на отказ	Выходные сигналы
Micro Motion 2700	До 1500 (DN200)	до ± 0,05%	200 000 ч	4-20 мА, HART, Modbus, Ethernet, импульсный, дискретный
Promag Endres+Hauser	До 1000 (DN200)	до ±0,1-0,15 %	150 000 ч	4-20 Ма, HART
XMT868i	5..1000 (DN200)	до ± 0,1 °С	120 000 ч	Аналоговый токовый сигнал, цифровой - стандарт RS485



В результате анализа предварительно выбранных преобразователей расхода, для реализации проекта были выбраны кориолисовые расходомеры Micro Motion 2700 с искробезопасными выходами. Основными аргументами для выбора данного типа приборов послужили невосприимчивость к внешним помехам (вибрации), отсутствие особых требований к монтажу (невосприимчивость к завихрениям потока из-за не прямых участков трубопровода и отсутствие дополнительной установки выпрямителей потока). Также удовлетворяем по требованиям надежности в отличии от Promag.

Кориолисовые расходомеры MicroMotion используются для широкого диапазона задач, они подходят для измерения сверхмалых и сверхбольших расходов, представлен на рисунке 5. Приборы MicroMotion применяются для криогенных, санитарных, высокотемпературных приложений, в том числе для работы на высоком давлении. Для обеспечения совместимости с технологическими средами, компоненты сенсоров компании MicroMotion, контактирующие с измеряемой средой, могут изготавливаться из различных материалов. В настоящее время приборы компании MicroMotion являются непревзойденными по простоте установки и эксплуатационной гибкости благодаря возможности двухпроводного подключения к промышленным сетям.



Рисунок 5 – Расходомеры MicroMotion

### 2.3 Выбор датчика давления

Для выбора датчиков давления были проанализированы следующие варианты:

- Метран-150;
- НМР 331;
- Yokogawa EJX.

Сравнительный анализ приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнительный анализ датчиков давления

Характеристика/ датчик	Диапазон измерения, Мпа	Базовая приведенная погрешность	Выходные сигналы	Средняя наработка на отказ	Цена
Метран-150CG	0,2..15	до $\pm 0,075$ ( $\pm 0,2$ )	4-20 мА, HART	270 000 ч	от 26 тыс.руб.
НМР 331-А-S	0,001..25	до $\pm 0,075$	4-20 мА, HART	100 000 ч	от 40 тыс.руб.
Yokogawa EJX	0,04..40	различные : $\pm 0,075$ , $\pm 0,1$ , $\pm 0,15$ и т.д.	4-20 мА с HART- протоколом	87 000 ч	от 48 тыс.руб.

Исходя из данных, приведенных в таблице, датчики отличаются незначительно. Выбор остановим на Метран-150CG, т.к. максимальное рабочее давление системы будет рассчитано на 10 МПа, имеет лучшие показатели надежности, к тому же он имеет более привлекательную цену.

В качестве датчиков перепада давления для фильтров использованы Метран-150CD. Выбор основан на оценке тех же технико-экономических характеристик. Ко всему прочему использование датчиков одной фирмы – это единообразие установки, эксплуатации и обслуживания, что является достаточно выгодным решением.

Измерительная часть датчика состоит из корпуса и полностью изолированной как от окружающей, так и от измеряемой среды измерительной ячейки. Давление подается на измерительную мембрану через слой разделительной жидкости и разделительные мембраны. Степень защиты от пыли влаги данных приборов соответствует IP65.



Рисунок 6 – Метран-150

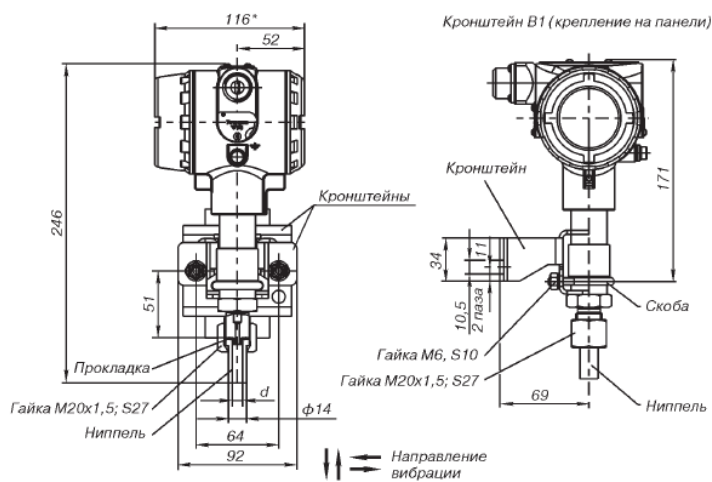


Рисунок 7 – Закладные Метран-150

Таблица 11 – Опросный лист для датчика давления

Информация об измеряемой среде				
Измеряемая среда *: газ		Фазовое состояние *: <input checked="" type="checkbox"/> газ <input type="checkbox"/> жидкость <input type="checkbox"/> пар		
Полный состав в молярных долях (для природного, попутного газа или смеси), %		Metane CH4 _____		
Для природного, попутного газа или смеси плотность при стандартных усл. (20° С и 101,325 кПа-абс)*: _____ кг/м3				
Информация о процессе				
Измеряемый расход *	Мин 1	Ном 3	Макс 4	<input checked="" type="checkbox"/> м3/ч (в рабочих условиях) <input type="checkbox"/> кг/ч
				<input type="checkbox"/> м3/ч (приведенный к стандартным условиям) _____ прочие единицы
Давление избыточное *	Мин 1	Ном 3	Макс 4	<input type="checkbox"/> кгс/см2 <input checked="" type="checkbox"/> МПа <input type="checkbox"/> кПа
Температура среды *	Мин 20	ном 30	Макс 50	° С
Плотность *	Мин _____	Ном _____	Макс _____	кг/м3
Вязкость *	Мин _____	Ном _____	Макс _____	<input type="checkbox"/> сП <input type="checkbox"/> сСт
Информация о трубопроводе в месте установки расходомера				
Внутренний диаметр трубопровода *: 150 мм;		Толщина стенки: 9 мм Материал (марка стали): _____		
Ориентация трубопровода *: <input checked="" type="checkbox"/> горизонтальный ; <input type="checkbox"/> вертикальный (направление потока: <input type="checkbox"/> вверх <input type="checkbox"/> вниз)				
Длины прямых участков трубопровода в месте установки: до расходомера _____ м; после расходомера _____ м				
Местные сопротивления до расходомера ( одиночное колено, группа колен в одной плоскости /разных плоскостях, задвижка полнопроходная/неполнопроходная сужение/расширение трубопровода) _____				
Требования к исполнению расходомера				
На выходе расходомера требуется получить расход в *:		<input checked="" type="checkbox"/> м3/ч (в рабочих условиях) <input type="checkbox"/> кг/ч _____ прочие единицы		
		<input type="checkbox"/> м3/ч (приведенный к стандартным условиям)		
Основная относительная погрешность измерения расхода не более		1, %		
Температура окружающей среды: от -20 до 50 ° С				
Исполнение по взрывозащите:		<input type="checkbox"/> без взрывозащиты <input checked="" type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка <input checked="" type="checkbox"/> искробезопасная цепь		
Эксплуатация расходомера:		<input type="checkbox"/> отдельно <input type="checkbox"/> в составе узла учета (тип: <input type="checkbox"/> коммерческий <input type="checkbox"/> технологический)		
Желаемый монтаж преобразователя и первичного сенсора:		<input type="checkbox"/> интегральный <input type="checkbox"/> удаленный (импульсные линии)		
Дополнительное оборудование, аксессуары, услуги				
<input checked="" type="checkbox"/> ЖК-индикатор		<input type="checkbox"/> встроенный <input type="checkbox"/> автономный цифровой индикатор		

<input type="checkbox"/> Вентильный блок	<input type="checkbox"/> трехвентильный	<input type="checkbox"/> пятивентильный
<input type="checkbox"/> Возможность монтажа/демонтажа без сброса давления в трубопроводе (при невозможности остановки тех. процесса)		
<input type="checkbox"/> Импульсные линии _____ мм	длина	<input type="checkbox"/> под сварку <input type="checkbox"/> резьбовые
<input type="checkbox"/> Коммуникационные средства	<input checked="" type="checkbox"/> HART-коммуникатор <input type="checkbox"/> ПО «Помощник инженера»	
<input type="checkbox"/> HART-конвертор 333 (3 дополнительных сигнала 4-20 мА)		

## 2.4 Выбор датчика температуры

Выбор датчика температуры проходил из следующих вариантов приборов: Rosemount-3144P, WIKA TR10-C и ТСПУ Метран-274.

Выбор датчиков температуры основывался на оценке следующих характеристик:

- протокол и интерфейс выходных сигналов;
- допускаемая погрешность;
- цена.

Сравнение характеристик приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение характеристик датчиков температуры

Характеристика / датчик	Диапазон измерения, °С	Базовая погрешность	Выходные сигналы	Время наработки на отказ	Цена
Rosemount-3144P	от минус 50 до 200	до $\pm 0,17$ %	4-20 мА, HART	120 000 ч	от 78 тыс.руб
WIKA TR10-C	от минус 200 до 600	до $\pm 0,5$ %	4-20 мА	20 000 ч	от 4,5 тыс.руб
Метран-274	от минус 50 до 400	до $\pm 0,2$ %	4-20 мА, HART	70 000 ч	25 тыс. руб

В результате анализа был выбран Метран-274 (рисунок 8), потому что он при более низкой стоимости в отличии от Rosemount 3144P также

соответствует требованиям ТЗ, имеет все необходимые настройки, облегченные наличием русскоязычного меню HART-коммуникатора.

Конструктивно Метран-274 состоит из первичного преобразователя и электронного преобразователя (ЭП), встроенного в корпус соединительной головки, схема представлена на рисунке 9. В качестве первичного используются чувствительные элементы из термопарного кабеля по ГОСТ 6616.

ЭП преобразует сигнал первичного преобразователя температуры в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4 – 20 мА с наложенным на него цифровым сигналом HART.

Преимущества интеллектуальных преобразователей температуры (ИПТ) Метран-274-2:

- повышенная точность измерений;
- дистанционное управление ИПТ с помощью HART-коммуникатора Метран-650 или компьютера, оснащенного HART-модемом Метран-681 и программой H-Master;
- возможность дистанционной перенастройки диапазона преобразуемых температур;
- детектирование обрыва или короткого замыкания первичного преобразователя температуры;
- удаленная самодиагностика;
- защита датчика от несанкционированного доступа;
- выбор времени демпфирования измеряемого сигнала;
- в многоточечном режиме работы к одной паре проводов может быть подключено до 15 датчиков.

Выходной сигнал: 4-20 мА с наложенным цифровым сигналом в стандарте HART.

Диапазон измеряемых температур: от минус 50 до 500°С .

Зависимость выходного сигнала от температуры: линейная.

Гальваническая связь между входными и выходными сигналами.

Исполнения: обыкновенное и взрывозащищенное.

Вид взрывозащиты:

- искробезопасная электрическая цепь «ia»;
- взрывонепроницаемая оболочка «d».



Рисунок 8 – Метран-274

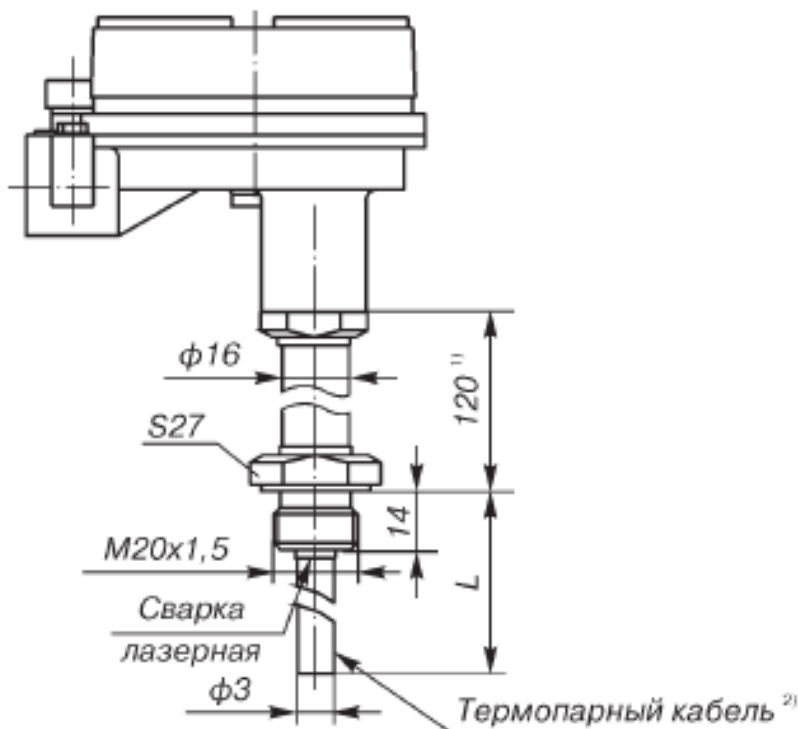


Рисунок 9 – Закладные Метран-274

Общая информация			
Предприятие *:		Дата заполнения:	
Контактное лицо *:		Тел. / факс *:	
Адрес *:		E-mail:	
Опросный лист №	Позиция по проекту (тэг):	Количество *:	
Параметры измеряемой и окружающей среды			
Измеряемая среда: газ		Фазовое состояние: <input checked="" type="checkbox"/> газ <input type="checkbox"/> жидкость	
Диапазон измеряемых температур, С*		Мин 20	Макс 80
Давление измеряемой среды, МПа*		3	
Скорость потока измеряемой среды, м/с		3	
Диапазон окружающих температур, °С		Мин -40	Макс 50
Датчик температуры			
<input type="checkbox"/> Rosemount (Emerson) *		<input checked="" type="checkbox"/> Метран *	
Первичный преобразователь (ПП), без защитной гильзы			
<input type="checkbox"/> Требуется *		<input type="checkbox"/> Не требуется *	
Тип чувствительного элемента (ЧЭ)		Тип чувствительного элемента (ЧЭ)	
<input type="checkbox"/> Термопара <input type="checkbox"/> Термометр сопротивления		<input type="checkbox"/> Термопара <input checked="" type="checkbox"/> Термометр сопротивления	
Количество чувствительных элементов		Количество чувствительных элементов	
<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2		<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2	
Номинальная статическая характеристика (НСХ) *		Номинальная статическая характеристика (НСХ) *	
<input type="checkbox"/> К <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> Pt100		<input type="checkbox"/> К <input type="checkbox"/> В <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> 50М <input type="checkbox"/> 100М <input type="checkbox"/> 50П	
<input type="checkbox"/> J (другие НСХ) (другие НСХ)		<input type="checkbox"/> L <input type="checkbox"/> R <input type="checkbox"/> S (другие НСХ) <input type="checkbox"/> 100П <input checked="" type="checkbox"/> Pt100 (другие НСХ)	
Рабочий спай		Рабочий спай	
<input type="checkbox"/> изолированный <input type="checkbox"/> неизолированный		<input type="checkbox"/> изолированный <input type="checkbox"/> неизолированный	
Класс допуска		Класс допуска	
1 <input type="checkbox"/> А <input type="checkbox"/> В		<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> А <input type="checkbox"/> В <input type="checkbox"/> С	
Схема соединений		Схема соединений	
2-хпроводная <input type="checkbox"/> 2-хпроводная <input type="checkbox"/> 3-хпроводная <input type="checkbox"/> 4-хпроводная		2-хпроводная <input type="checkbox"/> 2-хпроводная <input checked="" type="checkbox"/> 3-хпроводная <input type="checkbox"/> 4-хпроводная	
Диаметр оболочки ЧЭ		Диаметр защитной арматуры (без защитной гильзы)	
6мм		<input type="checkbox"/> 20мм <input type="checkbox"/> 10мм <input type="checkbox"/> 8мм <input type="checkbox"/> 6мм <input type="checkbox"/> 5мм <input type="checkbox"/> 3мм	

Рисунок 10 – Опросный лист для датчика температуры



Rosemount (Emerson)	Метран
<b>Защитная гильза</b>	
<b>Требуется*:</b> <input type="checkbox"/> Трубчатая (max D=9..12мм) <input type="checkbox"/> Литая коническая (max D=17..26,5мм) <input type="checkbox"/> Литая сварная <input type="checkbox"/> Не требуется*	<b>Требуется*:</b> <input type="checkbox"/> Сварная (до 25 МПа) <input type="checkbox"/> Цельноточеная (до 50 МПа) <input checked="" type="checkbox"/> Фланцевая (до 16 МПа) <input type="checkbox"/> Вварная (до 50 МПа) <input type="checkbox"/> Не требуется*
Материал защитной гильзы <input type="text"/>	Материал защитной гильзы <input type="text"/>
<b>Способ установки на объекте*</b>	
<input type="checkbox"/> Резьба <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Фланец <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Вварной <input type="text"/>	<input type="checkbox"/> Резьба <input type="text"/> <input checked="" type="checkbox"/> Фланец <input type="text"/> <input type="checkbox"/> Вварной <input type="text"/>
<b>Соединительная головка</b>	
<input type="checkbox"/> Требуется* <input type="checkbox"/> Не требуется*	<input checked="" type="checkbox"/> Требуется* <input type="checkbox"/> Не требуется* (удлин. провода <input type="text"/> мм)
Материал соединительной головки	Материал соединительной головки
<input type="checkbox"/> Алюминиевый сплав <input type="checkbox"/> Нержавеющая сталь	<input type="checkbox"/> Полиамид Технамид® <input type="checkbox"/> Пластик АБС <input type="checkbox"/> Алюминиевый сплав
Резьба кабельного ввода	Резьба кабельного ввода
<input type="checkbox"/> 1/2" NPT <input type="checkbox"/> M20x1.5	M20x1.5
Степень защиты от воздействия пыли и воды	Степень защиты от воздействия пыли и воды
<input type="checkbox"/> IP65 <input type="checkbox"/> IP68	<input checked="" type="checkbox"/> IP65 <input type="checkbox"/> IP5X
<b>Измерительный преобразователь</b>	
<b>Требуется для монтажа*:</b> <input type="checkbox"/> В соединительную головку ПП <input type="checkbox"/> На DIN рейку <input type="checkbox"/> На кронштейн <input type="checkbox"/> Не требуется*	<input type="checkbox"/> Требуется* (только встроенный в соединительную головку ПП) <input type="checkbox"/> Не требуется*
Входной сигнал	Входной сигнал
<input type="checkbox"/> К <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> Pt100 <input type="checkbox"/> J <input type="text"/> (другие НСХ)	Определяется типом выбранного первичного преобразователя
Выходной сигнал*	Выходной сигнал*
<input type="checkbox"/> 4-20+HART <input type="checkbox"/> Foundation Fieldbus <input type="checkbox"/> HART Wireless	<input type="checkbox"/> 4-20мА <input type="checkbox"/> 0-5мА <input checked="" type="checkbox"/> 4-20+HART
Наличие индикации	Местная индикация отсутствует
<input type="checkbox"/> Требуется <input type="checkbox"/> Не требуется	
<b>Взрывозащита</b>	
<b>Требуется*:</b> <input type="checkbox"/> Искробезопасная электрическая цепь Exia <input type="checkbox"/> Взрывонепроницаемая оболочка Exd (указать внешний диаметр кабеля <input type="text"/> мм) <input type="checkbox"/> Не требуется*	<b>Требуется*:</b> <input checked="" type="checkbox"/> Искробезопасная электрическая цепь Exia <input checked="" type="checkbox"/> Взрывонепроницаемая оболочка Exd: <input checked="" type="checkbox"/> Кабельный ввод для бронированного кабеля – БК <input type="checkbox"/> Кабельный ввод для трубного монтажа – ТБ <input type="checkbox"/> Не требуется*

Рисунок 11 – Опросный лист для датчика температуры

### 3 Технические требования системы

#### 3.1 Экранные формы

Как уже говорилось ранее, для создания человеко-машинного интерфейса используем SCADA-систему Simatic WinCC V7.4. В качестве базы данных данная HMI-система использует MS SQL Server, так как работает на ОС Windows.

При разработки человеко-машинного интерфейса очень важно, чтобы мнемосхема содержала только необходимые средства для контроля и управления определенным объектом. Поэтому, структура экранных форм должна быть иерархичной.

Согласно МИ-2825-2003, цветовая палитра средств измерения и исполнительных устройств должна соответствовать данным представленным в таблице 13.

Таблица 13 – Назначение цветов мнемосхемы

Цвет	Пояснение
Зеленый	нормальное значение параметра; рабочее состояние; объект включен
Желтый	объект закрыт (для арматуры); предупреждение
Красный	объект отключен
Мигающий красный	аварийное состояние
Серый	неопределенное состояние
Синий	снятое СИ
Коричневый	объект в ремонте

Типовая экранная форма и дерево экранных форм представлены в приложениях Е и Ж соответственно.

### **3.2 Соединения внешних проводов**

Внутри помещений прокладывается контрольный кабель КВВГЭ нг. Данный кабель обеспечивает защиту электрических цепей от внешних электрических полей, что особенно важно в системах учета, а также не поддерживает горение. В качестве токопроводящих жил используются однопроволочные медные жилы с ПВХ изоляцией. Данный кабель предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от минус 50°С до 50°С [3].

### **3.3 Передача данных от измерительных приборов в программу**

Автоматизированное рабочее место (АРМ) является основным местом управления технологическим процессом, обеспечивающее контроль состояния технологического оборудования и своевременное принятие решения по нормализации внештатной ситуации.

На рисунке 12 показана схема передачи данных от контрольно-измерительных приборов в программу в автоматическом режиме.

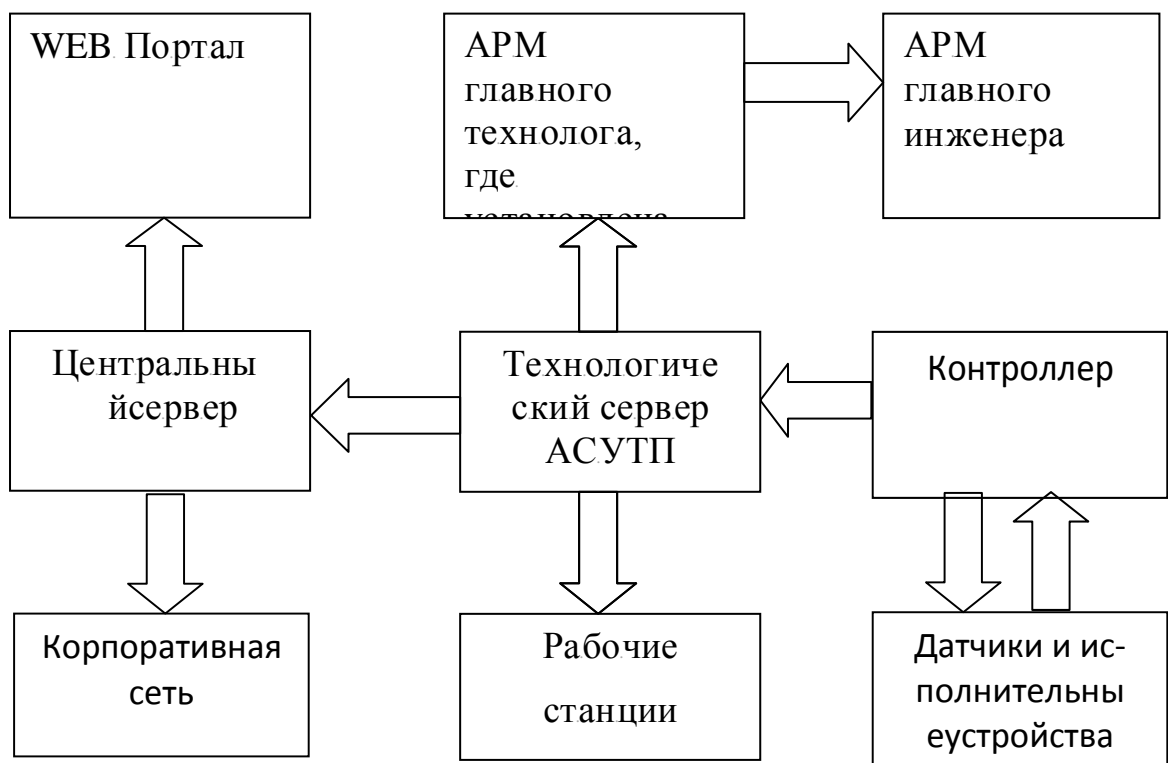


Рисунок 12 – Схема передачи данных от контрольно-измерительных приборов в программу

На компрессорных станциях функцию управления технологическим процессом и контролем над состоянием технологического оборудования, и своевременное принятие решения по нормализации внештатной ситуации осуществляет диспетчер, или сменный инженер.

Системы управления современным магистральным газопроводам характеризуются большим количеством технологических параметров, число которых может достигать нескольких тысяч. Для установленного режима работы, необходимо осуществлять контроль над параметрами, которые влияют на работу газопровода.

Управление возможно только с применением автоматических регуляторов и управляющих устройств (т.е. автоматических и автоматизированных систем управления). Под разработкой автоматических систем регулирования понимается, во-первых, выбор соответствующих регуляторов, датчиков и исполнительных устройств, во-вторых, расчет настроек для выбранного оборудования.

Под датчиком понимается устройство или их комплекс, преобразующих измеряемый параметр технологического процесса в вид, удобный для дальнейшего использования. К датчикам магистрального газопровода относятся, датчики температуры, давления, расходомеры и датчики перепада давления.

Рабочие станции операторов – это персональные компьютеры в промышленном исполнении. АРМ оператора предназначены для визуализации параметров ТП, дистанционного управления исполнительными устройствами, просмотра отдельных протоколов, отчетов и сводок, включения или отключения управляющих подсистем (авторегулирование, автоматического включения резерва). Поэтому, рабочие станции должны обеспечивать бесперебойную работу в круглосуточном режиме в производственных условиях.

В данной работе разработанный алгоритм и программы может работать с системой SCADA Supervisory Control And Data Acquisition. Система SCADA - предназначена для построения автоматизированных систем управления технологическими процессами АСУТП, а также для сбора информации в реальном времени с объектов для обработки, анализа и возможного управления удаленными объектами. Требование обработки реального времени обусловлено необходимостью предоставления всех необходимых данных на центральный интерфейс диспетчера в режиме реального времени.

Контроллеры – это электронное устройство, предназначенное для подключения к магистрали компьютера разных по принципу действия, интерфейсу и конструктивному исполнению периферийных устройств. Используемые в работе контроллеры имеют 100% программную совместимость друг с другом и контроллерами других производителей, поддерживают единые стандарты и протоколы, используют одну и ту же операционную систему. Это позволяет минимизировать затраты на разработки программ, сопровождение и сервис поставляемых на их основе ПТК, и дает возможность масштабировать создаваемые ПТК по стоимости,

компоновке, условиям эксплуатации, конструктивному исполнению и другим характеристикам.

Технологический сервер АСУТП предназначен для управления работой магистрального газопровода и технологического оборудования, для регулирования основных технологических параметров магистрального газопровода: давления и температуры газа на выходе, расхода газа.

### **3.4 Требования к программному обеспечению**

ПО должно быть достаточным для выполнения всех функций АСУ ТП по обнаружению и анализу гидратообразований на участке магистрального трубопровода с применением средств вычислительной техники.

ПО должно работать в среде MS Windows на обычных ПЭВМ в качестве АРМ.

ПО должно включать в себя:

- базовое ПО технологического контроллера;
- фирменный пакет ПО для программирования технологических контроллеров, позволяющий реализовать необходимые функции управления, защиты и контроля.

ПО программирования контроллеров должно обеспечивать разработку алгоритма на одном из технологических языков программирования (язык релейной логики, язык последовательных функциональных блоков и т.д.).

Реализация интерфейса АРМ должна:

- позволять оператору работать с АСУ ТП через систему «меню» или путем «нажатия» функциональных экранных кнопок;
- запрашивать подтверждение действий оператора для исключения случайного нажатия клавиш;
- обеспечивать блокировку неправильных действий оператора.

ПО должно быть защищено от несанкционированного внесения изменений.

### **3.5 Требования к математическому обеспечению**

Математическое обеспечение должно состоять из алгоритмов решения задач сбора и обработки информации, а также выдачи управляющих воздействий.

Алгоритмы должны уточняться на стадии проектирования системы и обеспечивать автоматический выход на номинальный режим, регламентированный режим работы и безаварийную остановку технологического процесса, а также снижение или исключение возможности ошибочных действий производственного персонала при ведении процесса, пуске и остановке.

### **3.6 Требования к информационному обеспечению**

Информационное обеспечение АСУ ТП должно быть достаточным для выполнения автоматизированных функций системы и предоставления оператору информации об объекте управления.

Для предоставления оператору информации об объекте управления АРМ должно использовать специализированный графический программный пакет. С помощью данного пакета должно обеспечиваться:

- предоставление информации по измеряемым значениям аналоговых и дискретных параметров, а также по расчетным параметрам объекта управления;
- предоставление информации в виде мнемосхем;
- организация трендов аналоговых параметров;
- организация предупредительной и предаварийной сигнализации;
- документирование процесса посредством ведения журнала событий;
- диспетчерской управление;
- защита от несанкционированного доступа;
- организация системы справочной информации.

### **3.7 Требования к надежности**

Система должна позволять восстанавливать работоспособность отказавших функций и элементов без останова производства.

Средняя наработка на отказ датчиков давления должны быть не менее 80 000 ч.

Средняя наработка на отказ датчиков температуры не менее 50 000 ч.

Средняя наработка на отказ датчиков расхода не менее 150 000 ч.

Средняя наработка на отказ датчиков уровня не менее 90 000 ч.

Средняя наработка на отказ датчиков контроллерного оборудования не менее 120 000 ч.

Гарантийный срок эксплуатации всех составных частей с момента поставки оборудования АСУ ТП не менее 18 месяцев.

Отказ одной единицы оборудования не должен приводить к отказу всей системы.

Надежность контроля параметров системой должна обеспечиваться аппаратным дублированием и наличием систем диагностики и самодиагностики с индикацией рабочего состояния.

### **3.8 Требования к системе**

Рекомендуем требования к конфигурации оборудования, обеспечивающие выполнение задачи:

- Процессор: – *Pentium III*,
- ОЗУ – *512 Mb*,
- Жёсткий диск – *40 GB*,
- Быстродействие – *733 GHz*,
- Операционная система – *Microsoft Windows*

Данная программа будет работать, на всех системах, которые имеют графическую оболочку Windows.



## 4 Разработка программы для определения гидратообразований в трубопроводе

Программа разработана на языке программирования Python в интегрированной среде разработки PyCharm. Визуальная часть была разработана на кроссплатформенной среде для разработки графических интерфейсов (GUI) Qt Designer.

Интерфейс программы состоит из основного окна, в котором отображаются на русском языке:

- Поля для ввода параметров;
- Индикаторы с расчетными и текущими показаниями;
- График зависимости показаний;
- Кнопка запуска расчетов.

После запуска программы, открывается основное окно программы (рисунок 12).

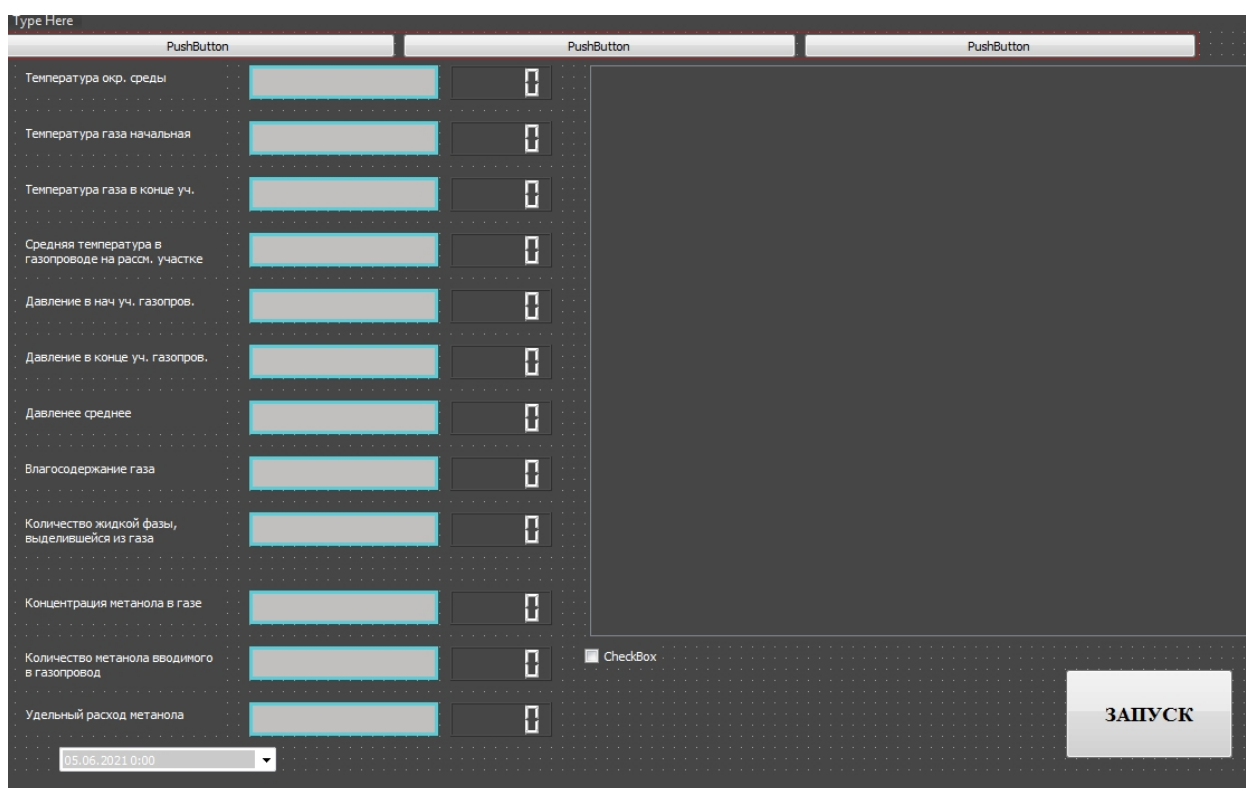


Рисунок 13 – Главное окно, интерфейс программы

После ввода всех параметров, необходимо нажать на кнопку «Запуск». Далее в автоматическом режиме будут произведены текущие расчеты и записаны в таблицу Excel, из которой берутся для построения графика.

В случаях, когда пользователь ввел значение длины участка газопровода, на котором не происходит конденсации влаги и не образуется гидраты, то программа выводит сообщение для пользователя (рисунок 13). То есть программа проверяет внутреннее условие, которое запрограммировал автор и считает, что если на участке отсутствует конденсация влаги и значение температуры газа не равняется значению температуры точки росы по воде для газа, то данный участок рассчитывается при подтверждении команды от пользователя.

Таким образом, программа позволяет пользователю затрачивать меньше времени для анализа участков гидратообразования.

The screenshot shows a software window with a dark background and a grid of input fields. The fields are labeled in Russian and include: 'Температура окр. среды', 'Температура газа начальная', 'Температура газа в конце уч.', 'Средняя температура в газопроводе на расч. участке', 'Давление в нач. уч. газопров.', 'Давление в конце уч. газопров.', 'Давление среднее', 'Влажность газа', 'Количество жидкой фазы, выделенной из газа', 'Концентрация метанола в газе', 'Количество метанола вводимого в газопровод', and 'Удельный расход метанола'. Each field has a light blue bar and a small icon to its right. At the bottom left, there is a date and time dropdown menu showing '05.05.2021 0:00'. At the bottom right, there is a 'CHECKBOX' label and a large 'ЗАПУСК' button.

Рисунок 14 – Окно предупреждения пользователя

На рисунке 14 показаны кривые гидратообразования для природного газа с различной относительной плотностью по воздуху. Нам необходимо по

результатам расчёта в результате, которого мы получили среднее давление газопровода и данной плотности газа.

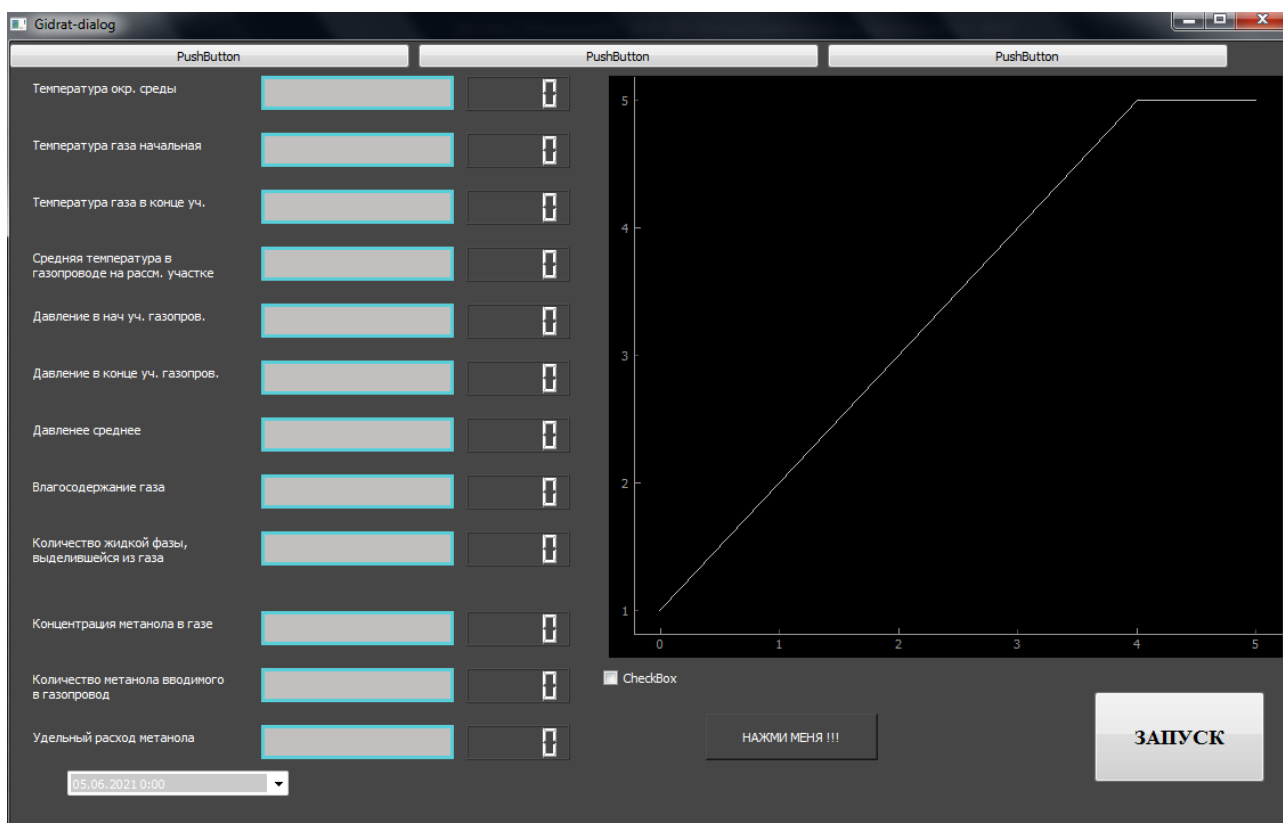
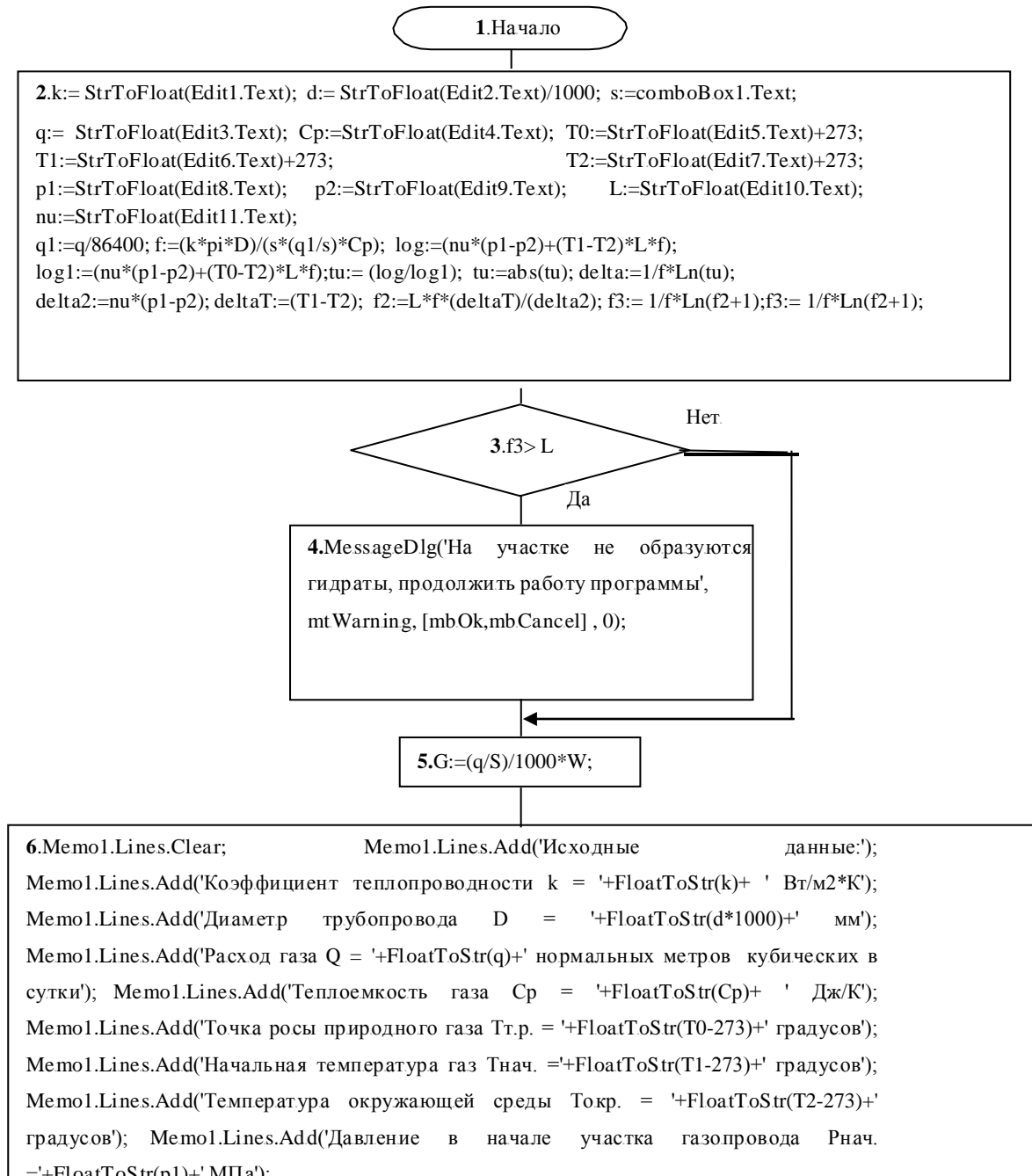


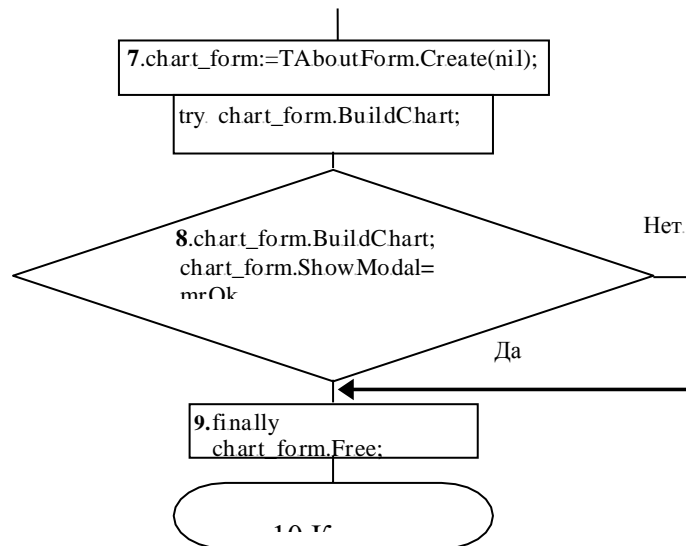
Рисунок 15 – Кривые гидратообразования

Созданная программа полностью работоспособна на платформе ОС Windows, любых версий. Под ОС Linux и ее дистрибутивы необходимо адаптировать.

Реализация программы, ее код, в Приложении В.

## 4.1 Блок схема программы





Описание программы:

1. Происходит проверка алгоритмов, запуск программы;
2. Выделение объемов памяти для присвоения значения переменным, формирование формул расчета;
3. Выполняется проверка условия, наличия участка конденсации влаги;
4. Выводится сообщение для пользователя, после проверки выполнения условия;
5. Производится расчет по формулам;
6. Программа запоминает и выводит исходные данные расчета (исходные данные программа может получать автоматически от контрольно-измерительных приборов или при помощи ручного ввода от пользователя), для удобства пользователя;
7. Программа переходит на другое окно работы, где выводится график для определения равновесной температуры гидратообразования;
8. Программа выводит равновесные кривые гидратообразования для обследуемого трубопровода и показывает пересечение их с линией среднего значения давления. И пользователь, на основании относительной плотности выбирает и подтверждает точку равновесной температуры гидратообразования;

9. Выполняется закрытие второго окна, выводятся данные расчета программы;

10. Конец программы.

#### **4.2 Проверка работоспособности программы**

Проверка результатов работы программы осуществлялась для наиболее критических режимов работы магистрального газопровода в зимний период эксплуатации, при помощи данных с контрольно-измерительных приборов, представлены в Приложении А.

Исходные данные на основании, которых будет проводиться анализ работы программы:

– расход экспортного газа в зимний период эксплуатаций изменялся в диапазоне значений (42 – 48 млн. нм<sup>3</sup>/сут);

– колебание температуры окружающей среды от минус 10 до минус 25 °С;

– плотность газа изменялась в диапазоне (0,672 – 0,689 кг/м<sup>3</sup>);

– диаметр газопровода на рассматриваемом участке равен Ду 1400 мм;

– давление в начале участка принимает значения (6,8–7,5 МПа);

– коэффициент теплопроводности (2 Вт/м<sup>2</sup>\*К).

Данный расчёта приведены в Приложении В.

## **5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Нормальная эксплуатация магистрального газопровода может быть обеспечена при качественной осушке природного газа на промышленных пунктах подготовки. Наличие влаги в газе при некачественном её отделении часто является причиной образования газовых гидратов.

Гидраты газов представляют собой кристаллические соединения, образованные ассоциированными молекулами углеводородов и воды и имеющие строго определённую структуру.

Поскольку гидраты природных газов являются нестойкими химическими соединениями, любое отклонение от термодинамического равновесия приводит к их распаду. Однако, если термодинамическое равновесие сохраняется, скопления гидратов в газопроводе могут находиться длительное время. Поэтому для своевременного предупреждения образования гидратных пробок необходимо знать условия их возникновения и прогнозировать места их возможных скоплений.

Компаниям, работающим в газовой промышленности, надёжность и эффективность использования технического оборудования, а также их безаварийная работа являются ключевыми факторами для оптимизации финансовых затрат, то есть финансовых убытков, и тем самым повышая прибыль компании.

Для оптимизации работы оборудования или какого-либо технологического решения используются технические решения. Эти решения должны быть технологически обоснованы и экономически выгодны компаниям в условиях рыночной экономики и конкуренции.

Целью данного раздела, является определение конкурентоспособности и готовности к коммерциализации, а также выяснить уровень собственных знаний для её проведения (или завершения) по усовершенствованию

технологического процесса автоматической системы регулирования подачи метанола в трубопровод.

## **5.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации и исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

### **5.1.1 Готовность к коммерциализации**

Важно оценивать степень готовности научной работы к коммерциализации, вне зависимости от стадии жизненного цикла., а также выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Оценка степени готовности научного проекта коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно- технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно- технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4



4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработаны вопросы финансирования	4	3

	коммерциализации научной разработки		
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	2
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>	<b>46</b>	<b>44</b>

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (5.1)$$

где  $B_{\text{сум}}$  – суммарное количество баллов по каждому направлению;

$B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Значение  $B_{\text{сум}}$  позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 46, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 44 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

### 5.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой

комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

При разработке предлагаемого технического решения был проведён SWOT-анализ для более глубокого понимания внутренней и внешней среды проекта. Анализ выполнялся в три этапа:

Таблица 15 – Матрица SWOT-анализа

	<b>Сильные стороны:</b>	<b>Слабые стороны:</b>
	<p>C1. Высокая экономичность и энергоэффективность технологии.</p> <p>C2. Экономичность технологии.</p> <p>C3. Повышение безопасности производства.</p> <p>C4. Уменьшение затрат на ремонт оборудования.</p>	<p>Сл1. Трудность внедрения функции.</p> <p>Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>V1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации.</p> <p>V2. Сокращение расходов.</p> <p>V3. Качественное обслуживание</p>	<p>V1V4C1 - Достижение повышения производительности агрегатов.</p> <p>V1V2V3V4C3C4 - Исключение поломок оборудования в результате сбоев в электроснабжении.</p>	<p>V3Сл2 - Поиск заинтересованных лиц</p> <p>V1V2Сл1 – Разработка научного исследования</p> <p>V3V4Сл2 - Принятие на работу квалифицированного специалиста.</p>

потребителей. В4. Сокращение времени простоев.	В1В3В4С1- Своевременная поставка природного газа потребителям.	В1В2Сл2 - Переподготовка имеющихся специалистов
<b>Угрозы:</b> У1. Экономическая ситуация в стране, способствующая повышению цены за метанол, в результате чего применение функции станет экономически нецелесообразным. У2. Недостаток финансовых средств для модернизации всех агрегатов в результате увеличения стоимости работ специалиста от завода-изготовителя. У3. Метанол является сильным ядом	У1У2С4 - Отсутствие спроса на новые технологии производства. У1У2С2С3 - Доработка проекта У2У3С1С3 - Сложность реализации проекта.	У1У3Сл2 – Собственное производство метанола на современном оборудовании, для понижения себестоимости. У2Сл2 – Повышение квалификации персонала. У3Сл1 – Разработка технологии по хранению и транспортировке метанола

Как видно из итоговой матрицы SWOT-анализа перспективы развития у данного проекта присутствуют, но требуют общего развития технологий так как предложенное решение не решает общий спектр возможных неблагоприятных исходов, связанных с работой с метанолом и с дальнейшими финансовыми убытками компанией.

## 5.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках НИ определим перечень этапов и работ, который представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Сводная таблица перечня этапов, работ, оценки их выполнения и распределение исполнителей

Основные этапы	№ ра б	Содержание работ	Продолжительность, кол. дней	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Оформление и утверждение технического задания	1	Руководитель
			1	Ассистент
Определение направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	12	Ассистент
	3	Изучение действующих системы осушки газа	10	Ассистент
	4	Календарное планирование работ	2	Руководитель
			3	Ассистент
5	Исследование проблем гидратообразования	7	Ассистент	

ное исследование	6	Обоснование проблемы гидратообразован ия	8	Ассистент
	7	Проведение теоретических расчётов и обоснований предложенного решения	8	Ассистент
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	2	Руководител ь
			3	Ассистент
	9	Определение целесообразности проведения ОКР.	3	Руководител ь
			3	Ассистент
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка программы по обнаружению гидратообразован ий	3	Ассистент
	11	Разработка структурной схемы	3	Ассистент
	12	Разработка функциональной схемы	3	Ассистент

	13	Создание описания работы программы по обнаружению гидратообразования	3	Ассистент
Оформление отчёта	14	Составление пояснительной записки ВКР	3	Ассистент
Утверждение выпускной квалификационной работы	15	Проверка ВКР	1	Руководитель
			2	Ассистент

### 5.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для разработки графика проведения НИ используем диаграмму Ганта. Построение диаграммы осуществляем на основе таблицы 17.

Таблица 17 – Диаграмма Ганта

Наименование работы	1	2-13	14 - 23	24 - 26	27 - 33	34 - 41	42 - 49	50 - 52	53 - 55	56 - 58	59 - 61	62 - 64	65 - 67	68 - 70	71 -72
Оформление и утверждение технического задания															
Подбор и изучение материалов по теме															

Литературный обзор														
Исследование проблем гидратообразования														
Проведение теоретических расчётов и обоснований предложенного решения														
Оценка эффективности и полученных результатов														
Разработка программы и алгоритма ее работы														
Разработка структурной схемы														
Разработка функциональной схемы														
Создание описания работы														





Блок дозирования метанола типа БНДР	1	15	24	360
Гаситель пульсаций ПГА	1	0,25	24	6
Насос	1	7,0	8	56
Насос-дозатор	1	10,0	8	80
Перемешивающее устройство	1	9	8	72
Датчик уровня	1	0,23	24	5,52
Расходомер	1	0,21	24	5,04
Датчик давления	1	0,22	24	5,28
Датчик засоренности фильтра	1	0,23	24	5,52
Датчик температуры	1	0,21	24	5,04
Датчик числа ходовплунжера	1	0,23	24	5,52
Частотный преобразователь	1	0,38	24	1,15
Аппаратный шкаф управления	1	3,0	24	72
Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	3	1	24	72
ИТОГО:				751,07

Далее определим стоимость электроэнергии за рабочий период в таблице 19.

Таблица 19 – Стоимость электроэнергии

Месяц	Количество во дней	Количество потребляемой энергии за месяц, кВт	Стоимость электроэнергии за месяц, руб (при 2,74 руб. за кВт/час)
Январь	31	23283,17	63795,8858
Февраль	28	22532,1	61737,954
Март	31	23283,17	63795,8858
		ИТОГО:	189329,7256

Расчет себестоимости борьбы с гидратообразованием на компрессорной станции при подачи метанола по трубопроводам на линейную часть магистрального газопровода исходя из расхода 3 тыс.л/год .

Таблица 20 – Стоимость метанола

№ п/п	Наименование затрат	Единица измерений	Расход	Цена за единицу с учетом НДС, руб	Сумма, руб
1	Метанол	л	3000	47,0	141000
	Итого	-	-	-	141000

## 5.4 Основные фонды

### 5.4.1 Расчет стоимости необходимого оборудования

Для расчета стоимости необходимого оборудования, используемого на объекте, воспользуемся таблицей 21.

Таблица 21 – Расчет стоимости необходимого оборудования

№	Наименование	Единица измерения	Количество во	Стоимость, рублей
---	--------------	----------------------	------------------	----------------------

1.	Блок дозирования метанола типа БНДР	шт.	1	1760200
2.	Гаситель пульсаций типа ПГА	шт.	1	123 500
3.	Блок – бокс (12х2,5х2,7 метров)	шт.	1	100 000
4.	Фильтр сетчатый жидкостный на всасывающей линии	шт.	1	28000
5.	Предохранительный клапан типа КП	шт.	1	3000
6.	Насос шестеренный	шт.	1	19 528
7.	Обратный клапан	шт.	1	3 089
8.	Насос-дозатор	шт.	1	20 355
9.	Технологическая емкость	шт.	1	650000
10.	Перемешивающее устройство	шт.	1	40850
11.	Трубопроводная и запорная арматура	к-т.	1	35 000
12.	Датчик уровня	шт.	1	27850
13.	Расходомер	шт.	1	36 253
14.	Датчик давления	шт.	1	35000
15.	Манометр электроконтактный сигнализирующий	шт.	1	5 971
16.	Мановакуумметр	шт.	1	2 030
17.	Датчик засоренности фильтра	шт.	1	2300
18.	Визуальный термометр	шт.	1	1 235
19.	Датчик температуры	шт.	1	3450
20.	Датчик числа ходов плунжера	шт.	1	1 220
21.	Частотный преобразователь	шт.	1	50 000
22.	Рукав высокого давления РВД на трубопроводы с БРС	м.	10	26 000
23.	Аппаратный шкаф управления	шт.	1	280 000

24.	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 м.	к-т.	3	103 800
<b>Итого:</b>				1 602 300

#### 5.4.2 Расчет амортизации основных средств

Размер амортизации основных средств определяется исходя из балансовой стоимости основных средств и общей нормы амортизации.

Таблица 22 – Расчет амортизации основных средств

№	Наименование основных средств	Амортизационная группа	Норма амортизации, %	Сумма амортизации руб.
1.	Блок дозирования метанолатипа БНДР	4 группа	3,8 %	66887,6
2.	Гаситель пульсаций типа ПГА	5 группа	2,7 %	3334,5
3.	Блок –бокс(12х2,5х2,7 метров)	6 группа	1,8 %	1800
4.	Фильтр сетчатый жидкостный на всасывающей линии	6 группа	1,8 %	504
5.	Предохранительный клапан типа КП	5 группа	2,7 %	81
6.	Насос шестеренный	4 группа	3,8 %	742,064
7.	Обратный клапан	5 группа	2,7 %	83,403
8.	Насос-дозатор	4 группа	3,8 %	773.49
9.	Технологическая емкость	5 группа	2,7 %	17550
10	Перемешивающее устройство	5 группа	2,7 %	

				1102,95
11	Трубопроводная и запорная арматура	5 группа	2,7 %	945
12	Датчик уровня	6 группа	1,8 %	501,3
13	Расходомер	6 группа	1,8 %	652,554
14	Датчик давления	6 группа	1,8 %	630
15	Манометр электроконтактный сигнализирующий	6 группа	1,8 %	107,478
16	Мановакуумметр	6 группа	1,8 %	36,54
17	Датчик засоренности фильтра	6 группа	1,8 %	41,4
18	Визуальный термометр	6 группа	1,8 %	22,23
19	Датчик температуры	6 группа	1,8 %	62,1
20	Датчик числа ходов плунжера	6 группа	1,8 %	21,96
21	Частотный преобразователь	6 группа	1,8 %	352,8
22	Рукав высокого давления РВД на трубопроводы с БРС	4 группа	3,8 %	1936
23	Аппаратный шка	5 группа	2,7 %	526,5

	фуправления			
24	Кабель (1кВ) 1х240 кв.мм.100 метров	6 группа	1,8 %	1868,4
	Итого			100565,3

#### 5.4.3 Расчет численности персонала и фонда оплаты труда

Для подсчета расходов на сотрудников, необходимо подсчитать общую заработную плату, представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Численность персонала

	Оператор установок	Оператор КИПиА
Разряд	5	4
Количество	1	1
Часовая ставка	90,63	101,15
Коэффициент (районный)	1,3	1,3
Премия 5 %	1,05	1,05
Итого, руб./час	123,71	109,4
Отработано часов	1903	1903
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	235420,1	287744,5
Итоговая сумма ЗП, руб.	523164,6	

Страховые взносы во внебюджетные фонды, обязательное страхование от несчастных случаев:

$$523164,6 * 30 \% = 156949,4 \text{ руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов, нематериальных активов и утверждённых в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10 % от фонда оплаты труда:

$$523164,6 * 2 \% = 10463,292 \text{ руб.}$$

Кроме перечисленных затрат в составе затрат на проведение организационно-технического мероприятия учитываются накладные расходы, связанные с организацией, управлением и обслуживанием производства.

Таблица 24 – Итоговые суммы

Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Соотношение затрат, %
Оплата труда	523164,6	19,20
На социальные нужды	156949,4	5,76
Электроэнергия	189329,7256	6,95
Материалы	141000,0	5,17
Амортизационные отчисления	100565,3	3,69
Эксплуатация оборудования	1602300,0	58,82
Прочее	10463,292	0,38
<b>Всего:</b>	<b>2723772,3178</b>	<b>100</b>

### 5.5 Оценка научного уровня

Для определения возможности реализации проекта необходимо дать оценку его научно-технического уровня, которая характеризуется стадией



выполнения проекта и определения уровня научно-технического прогресса в исследуемой области.

Показатель научно-технического уровня рассчитывается на оценках новизны результатов, ценности проекта, масштаба реализации и определяется по формуле:

$$H_m = \sum_{i=1}^n K_i \cdot \Pi_i \text{ с,} \quad (5.2)$$

где  $K_i$  - весовой коэффициент  $i$ -го признака научно-технического эффекта;

$\Pi_i$  - количественная оценка  $i$ -го признака научно-технического уровня работы.

Признаки научно-технического эффекта консультационно устанавливаются числовыми значениями весового коэффициента, для количественной оценки возможности реализации научных результатов, теоретического уровня и уровня новизны НИР проставляются баллы с помощью нижеприведённых таблиц 25-28.

Таблица 25 – Признаки научно-технического эффекта

Признак научно-технического эффекта НИР ( $i$ )	Примерное значение весового коэффициента ( $K_i$ )
1. Уровень новизны	0,6
2. Теоретический уровень	0,4
3. Возможность реализации	0,2

Таблица 26 – Количественная оценка уровня новизны НИР

Уровень новизны разработки	Характеристика уровня новизны	Баллы
Принципиально новая	Результаты исследований открывают новое направление в данной области науки и техники	8-10

Новая	По-новому или впервые объяснены известные факты, закономерности	5-7
Относительно новая	Результаты исследований систематизируют и обобщают имеющиеся сведения, определяют пути дальнейших исследований	2-4
Традиционная работа	Работа выполнена по традиционной методике, результаты которой носят информационный характер	1
Не обладает новизной	Получен результат, который был ранее известен	0

Таблица 27 – Количественная оценка теоретического уровня НИР

Теоретический уровень полученных результатов	Баллы
1. Установка закона, разработка новой теории	10
2. Глубокая разработка проблемы, многоспектральный анализ, взаимодействие между факторами с наличием объяснений	8
3. Разработка способа (алгоритм, программа мероприятия, устройство, вещество и т.п.)	6
4. Элементарный анализ связей между фактами с наличием гипотезы, симплексного прогноза, классификации, объясняющей версии или практических рекомендаций частного характера	2
5. Описание отдельных элементарных факторов (вещей, свойств и отношений); изложение опыта, результатов измерений	0,5

Таблица 28 – Возможность реализации научных результатов

Время реализации	Баллы
В течении первых лет	10
От 5 до 10 лет	4
Более 10 лет	2

Масштабы реализации	Баллы
Одно или несколько предприятий	2
Отрасль (министерство)	4
Народное хозяйство	10

На основе итогов выполнения оценки научно-исследовательской работы, была сформирована сводная таблица 29 оценки научно-технического уровня проекта благодаря чему был сделан вывод об вероятной эффективности, разрабатываемой НИР.

Таблица 29 – Сводная таблица количественной оценки признаков НИР.

Признак научно-технического эффекта НИР	Характеристика признака НИР	$K_i$	$P_i$
1. Уровень новизны	Относительно новая	0,5	3
2. Теоретический уровень	Разработка способа (алгоритм, программа мероприятия, устройство, вещество и т.п.)	0,3	5
3. Возможность реализации	В течении первых лет	0,2	10

Расчёт НТУ и его оценка:

$$НТУ = 0,5 \cdot 3 + 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 10 = 5 \quad (5.3)$$

Для определения уровня научно-технического эффекта необходимо обратиться к таблице 30.

Таблица 30 – Оценка уровня НТЭ

Уровень НТЭ	Коэффициент НТЭ
Низкий	1-4
Средний	5-7
Сравнительно высокий	8-10

Высокий	11-14
---------	-------

После проведения анализа оценки уровня НТЭ видно, что разрабатываемый научно-исследовательский проект имеет средний уровень научно-технического эффекта.

### **5.6 Вывод по разделу**

Разрабатываемый научно-исследовательский проект является конкурентоспособным и рентабельным. Реализации проекта по раннему обнаружению гидратообразований не требует дополнительных материальных вложений в виде затрат на монтаж системы регулирования и покупки какого-либо оборудования. Все необходимые технические части уже имеются на газ магистрале. Применение разработанной системы по раннему обнаружению гидратообразований поможет уменьшить финансовые потери компании и экологические проблемы.

## **6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Все основные технологические процессы газовой промышленности (добыча, подготовка газа к транспорту и переработка, транспорт и подземное хранение газа) сталкиваются с проблемой гидратообразования, обусловленной возникновением при определенных условиях твердых кристаллических соединений газа с водой.

Основным промышленным способом предупреждения процесса гидратообразования и разложения уже образовавшихся гидратных отложений («пробок») является использование так называемых «ингибиторов» гидратообразования. В качестве основного промышленного ингибитора применяется метиловый спирт (метанол).

Метанол  $\text{CH}_3\text{OH}$  (метиловый спирт, карбинол) - бесцветная прозрачная жидкость по запаху и вкусу напоминает винный (этиловый) спирт. Растворим в спиртах и легко воспламеняется. Метанол - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, а в тяжелых случаях смерть [4].

### **6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Конституция РФ является высшим нормативным правовым актом Российской Федерации. Принимаемые в РФ законы и правовые акты не должны противоречить конституции РФ.

#### **6.1.1 Специальные правовые норма трудового законодательства**

Оператор установок обязан соблюдать требования правил, норм, инструкций по технической эксплуатации, охране труда, пожарной безопасности, трудовой и производственной дисциплине. Своевременно проходить проверку знаний, инструктажей, медицинских осмотров.

В процессе трудовой деятельности обязан руководствоваться коллективным договором компании, положением, установленным на участке газопровода с метанольной установкой, распоряжениями, указаниями и поручениями начальника смены.

Особенности режима рабочего времени и времени отдыха работников определяются в порядке, устанавливаемом Правительством РФ, Федерального закона от 30.06.2006 N 90-ФЗ, статьей 100-102.

Обязанностями оператора установки являются трудовые функции, указанные в нормативном документе «приказ Минтруда России от 15.02.2017 № 181н».

При вводе газопровода с метанольной установкой в эксплуатацию происходит аттестация рабочих мест. Определяющим документом является приказ министерства здравоохранения и социального развития РФ от 26 апреля 2011г. №342н “Об утверждении порядка проведения аттестации рабочих мест по условиям труда”.

Для проведения оценки условий труда используют четыре группы показателей:

- 1) Тяжесть работы в соответствии с медико-физиологической классификацией;
- 2) Соблюдение ПДК и ПДУ производственной среды;
- 3) Степень комфортности условий труда;
- 4) Соблюдение работниками требований ОТ и ТБ.

По результатам аттестации рабочих мест по условиям труда, определяются:

- Льготы и компенсации за работу в тяжёлых условиях;
- Мероприятия по улучшению условий труда;
- Предоставление работникам специальной одежды, средств индивидуальной защиты и гигиены;

- Расчёт надбавок работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- Определение профессиональных заболеваний.

### **6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место оператора технологических установок на участке газопровода с метанольной установкой, располагается в непосредственной близости с установкой. Он представляет собой совокупность:

- Щитовых и пультовых устройств;
- Средства телефонной, радио и громкоговорящей связи;
- Документации и оперативного персонала, обеспеченных условиями, необходимыми для деятельности персонала и средств автоматизации;
- Звукоизоляция помещения
- Кондиционирование воздуха;
- Комната отдыха;
- Комната приёма пищи;
- Санузел;

Рабочее место оператора технологических установок состоит из стола, аварийного пульта управления, кресла, мониторов, клавиатуры и мыши. Каждый элемент рабочей зоны имеет свои нормативы его организации для комфортного выполнения должностных обязанностей работником.

При выполнении работы сидя обеспечивается выполнение трудовых обязанностей в пределах вертикальной и горизонтальной зоны досягаемости моторного поля.

Рабочий стол должен иметь возможность обеспечить размещение на рабочей поверхности комплекта документов, оборудования исходя из характера работы. В зависимости от типа рабочего стола должны соблюдаться нормативы по его высоте.

Кресло оператора должно поддерживать физиологически рациональную рабочую позу с помощью возможности её изменения для снижения напряжённости мышц. В кресле должны быть стационарные или съёмные регулируемые по высоте подлокотники. Регулировка рабочего кресла должна осуществляться легко. Эти условия обеспечивают комфортную трудовую деятельность.

## 6.2 Производственная безопасность

При выполнении должностных обязанностей в зависимости от выполняемых работ на оператора технологических установок могут воздействовать вредные и опасные факторы, представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Возможные опасные факторы

Опасные факторы	Нормативные документы
1. Электрический ток	ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
2. Пожаро– и взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования; РД 153-34.0-03.301 Правила пожарной безопасности для предприятий. ГОСТ 31438.1-2011 Взрывозащита и предотвращение взрыва.
3. Механические опасности.	ГОСТ Р ИСО 12100-1-2007. Безопасность машин. Основные понятия, общие принципы конструирования. Часть 1. Основная терминология, методология; ГОСТ Р ИСО 12100-2-2007 Безопасность машин. Основные понятия, общие принципы конструирования. Часть 2. Основная терминология, методология.
4. Отравление токсичными и вредными веществами	ГОСТ 2222-95 Метанол технический. ГОСТ Р 57851.1-2017 Смесь газоконденсатная.



Таблица 32 – Вредные факторы

Вредные факторы	Нормативные документы
1. Отравления от паров газа	ГОСТ Р 52350.29.1-2010 Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний
2. Погодные условия и изменение микроклимата	ГОСТ 22.0.03-97/ГОСТ Р 22.0.03-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Природные чрезвычайные ситуации.
3. Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

### 6.2.1 Возможные опасные и вредные производственные факторы

На участке газопровода с метанольной установкой производственный персонал может находиться в зоне действия поражающих факторов во время производства работ и планового обслуживания.

При работе и обслуживании газопровода с метанольной установкой персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:

- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, материалы;
- производственный шум и вибрация, высокое давление газа или воздуха в системе, высокое напряжение электрического тока;
- загазованность воздушной среды природным газом, газовым конденсатом, парами метанола, одоранта, сварочными аэрозолями и др;
- неблагоприятные метеорологические условия - температура (низкая или высокая), влажность воздуха, скорость движения воздуха (сквозняки);
- поражение электрическим током;
- утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

В случае аварий персонал попадает в зону действия следующих поражающих факторов:

- воздействие теплового излучения пожара;

- воздействие воздушной ударной волны (зона полных разрушений); токсическое действие химических реагентов;
- поражающее действие осколков;
- выброс в воздух паров метанола.

### **6.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при производстве объекта на предприятии**

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

#### **1. Электрический ток.**

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара. Для минимизации такого исхода применяются правила по охране труда. Периодические обходы оборудования электротехническим персоналом.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ и быть не более 50 мА.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [13].

#### **2. Пожаро– и взрывоопасность.**

Источниками возникновения пожара могут быть устройства

электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

К средствам тушения пожара, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т.п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе [5].

### 3. Отравления от токсичных и вредных веществ

Природный газ бесцветен, значительно легче воздуха, мало токсичен если не содержит вредных примесей более допустимых норм.

Если природный газ очищен в соответствии с требованиями ГОСТ 51.81-82, «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы», его свойства мало отличаются от свойств метана.

Метан по санитарным нормам относится к 4 классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на С) – 300 мг/м<sup>3</sup>. Концентрационные пределы воспламенения в воздухе – 5–15 % (по объему), температура воспламенения 645 °С. Минимальная энергия зажигания, определяемая по методике ВНИИПО – 0,15 мДж. [5].

Газоконденсат в газопроводе нестабилен. Упругость его паров при данной температуре равна давлению в газопроводе. Вследствие выделения из него в атмосферу паров тяжелых углеводородов повышает пожаро и газозрывоопасность.

Газоконденсаты могут оказывать вредное воздействие на кожу человека, вызывая заболевания (сухость кожи, появление трещин, а иногда дерматиты, экземы и т. п.). Особенно опасно их попадание на слизистые

оболочки. Попадание струи газоконденсата на кожу тела человека может вызвать ее обморожение.

По степени воздействия на организм человека они относятся к 4 классу опасности (вещества малоопасные).

Метанол применяется на магистральных трубопроводах в качестве одной из основных мер борьбы с гидратообразованиями. Вводят метанол с помощью стационарной или передвижной метанольной установки.

На объектах газовой промышленности разрешается использовать метанол только как средство предотвращения или разрушения кристаллогидратных пробок, а также для обработки призабойных зон. [8].

Метанол в организм человека может проникнуть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу.

Симптомы отравления: головная боль, головокружения, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, раздражения слизистых оболочек, мелькание в глазах, а тяжелых случаях потеря зрения и смерть.

Разлитый продукт необходимо засыпать песком или опилками. Способ уничтожения - сжигание добавлением в горючие смеси.

#### 4. Погодные условия и изменение микроклимата.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне, что может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха  $-19,1-22,0^{\circ}\text{C}$ .  
В теплый период года допустимая температура воздуха  $21,1-27,0^{\circ}\text{C}$ .

Нормирование параметров на открытых площадках не производится. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 33) [9].

Таблица 33 – Работы на открытом воздухе при низких температурах.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$
---------------------	---

При безветренной погоде	минус 40
Не более 5,0	минус 35
5,1-10,0	минус 25
10,0-15	минус 15
15,1-20,0	минус 5
Более 20,0	0

### 5. Превышение уровней шума

Шум - это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном нефтепроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБ.

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны (постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).

Средства индивидуальной защиты:

наушники; ушные вкладыши [2].

### **6.3 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте**

Все операции на каждой стадии ремонта должны проводиться под

контролем (с обязательным присутствием) представителей технадзора.

При производстве работ в охранной зоне следует обратить особое внимание на обеспечение их безопасной эксплуатации.

До закрепления места производства работ знаками ведение работ не допускается!

При выполнении работ по ремонту установки взрыво- и пожаробезопасность обеспечивается соблюдением общих мер пожаробезопасности и применением взрывозащищенного оборудования в соответствии с ВППБ 01-04-98 [7].

Весь персонал подрядной организации должен иметь допуск к производству работ (аттестацию и проверку знаний промышленной безопасности). Аттестация персонала подрядчика проводится в аттестационных комиссиях территориального органа Ростехнадзора.

Проверка знаний проводится в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, экологической безопасности и охраны труда.

Все работающие на ремонте газопровода должны быть обучены правилам охраны труда и иметь удостоверения о сдаче экзаменов, кроме того, должны пройти инструктаж по технике безопасности.

Перед началом работ в охранной зоне всем рабочим бригады выдается наряд-допуск, в котором должны быть указаны мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Все рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, в соответствии с Постановлением от 26.12.1997 № 67 «Об утверждении норм бесплатной выдачи работникам специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты».

На месте производства работ должны быть выделены помещения или места для размещения аптечек с медикаментами, носилок, фиксирующих шин и других средств для оказания первой помощи пострадавшим.

Применяемое электрооборудование должно быть выполнено во

взрывозащищенном исполнении, уровень взрывозащиты должен соответствовать требованиям ПУЭ, а вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасных смесей.

Персонал, занятый на ремонте, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи. При несчастном случае необходимо оказать первую помощь пострадавшему, вызвать скорую медицинскую помощь.

Персонал, участвующий в испытаниях, должен быть ознакомлен с порядком проведения работ и с мероприятиями по безопасному их выполнению.

В случае аварийной обстановки (повреждения частей установки, балласта, обрыв троса и т.п.) сигнальщик должен немедленно подать сигнал о прекращении.

#### **6.4 Экологическая безопасность**

В последнее время проблемы экологии выдвигаются на первый план во всех отраслях экономики и промышленности.

В связи с этим, в настоящее время при освоении газовых и газоконденсатных месторождений особое внимание уделяется экологическим вопросам, что обусловлено высокой чувствительностью северной природы к техногенным воздействиям.

Загрязнение окружающей среды метанолом происходит в результате его аварийных выбросов или разливов при производстве, транспортировке и применении данного вещества.

Самый большой риск загрязнения окружающей среды метанолом представляет его транспортировка на газодобывающие предприятия, это обуславливается многократной переливкой метанола из емкости в емкость, а также транспортировка по дорогам общего пользования, где могут произойти аварийные ситуации.

Для водной среды, примером чрезвычайно высокого риска, является

транспортировка метанола на грузовых судах по рекам, что повлечет огромный ущерб на гидросферу.

Известен способ очистки метанолсодержащей воды путем ее ультрафиолетового облучения эксилампами (газоразрядными лампами) в присутствии азотной кислоты ( $\text{HNO}_3$ ) как сильного окислителя, по тестам, такой способ может сократить концентрацию метанола в 13,5 раз.

Самым же эффективным методом размещение производств метанола в непосредственной близости от потребителей, т. е. в районах газодобычи.

Наличие собственного производства метанола на газовых и газоконденсатных месторождениях позволяет отказаться от транспортировки метанола на месторождение наземным и водным транспортом и тем самым исключить возникающие при этом экологические риски в случае возникновения аварийных ситуаций, а также переработку метанола на собственном производстве, что предотвратит подземное захоронение метанола.

[14].

## **6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по различным причинам, например:

- пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;



- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

При работе с метанолом человек должен быть в специальных защитных средствах, таких как перчатки, одежда, средства защиты глаз и лица. Метанол очень токсичен при вдыхании, контакте с кожей, проглатывании.

Не допускать попадания в канализацию и питьевую воду. Уведомить власти, если жидкость попала в канализацию или общественные воды. Основная физическая реакция метанола в случае попадания в воду в Европейской системе классификации реакций химикатов описывается как "растворяется/испаряется" (сообщалось в ИМО (2011)). Профиль опасности GESAMP: метанол не биоаккумулируется и легко биоразлагается в водной среде (ИМО2011).

Хранить вдали от любых источников возгорания. При небольших количествах пролитой жидкости: взять в негорючим абсорбирующим веществом и собрать лопатой в контейнер для утилизации. Промыть место разлива мыльной водой. Для сбора пролитой жидкости в большом количестве рекомендуется блокирование барьерами. Спиртоустойчивые пены могут применяться для уменьшения паров и при опасности возникновения пожара. [11].

## **6.6 Вывод по разделу**

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы и меры по их устранению, принимаемые большинством компаниями по добыче газа.

Предлагаемое решение по производству метанола вблизи от мест по добыче газа, позволяет увеличить сроки, безопасность поставок, уменьшить расходы и вероятность загрязнения природы, путем разлива метанола.

Все современные компании стремятся быть социально ориентированными, для поддержания своей репутации. Исполнение социальных обязательств в области охраны здоровья, постоянное повышение безопасности труда работников компании.

## **Заключение**

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были установлены основные причины образования гидратов в магистральных газопроводах и технологических трубопроводах.

Создана модель и алгоритм, позволяющий использовать штатные системы контроля компрессорной станции и магистрального газопровода с целью диагностирования и мониторинга участков конденсации влаги для предупреждения гидратообразования.

На основании модели и алгоритма разработана программа раннего диагностирования и мониторинга участков конденсации влаги и предупреждения гидратообразования на магистральных газопроводах. Данную программу в дальнейшем можно модернизировать, до вывода показаний в реальном времени с построением графиков, при помощи подключения БД, по требуемым параметрам.

## Список используемых источников

1. Макогон Ю.Ф., Саркисянц Г.А. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа. М.: Недра, 1966. – С.186
2. Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образование и использования. – М., Недра 1985. – С. 232
3. Бондарев Э.А., Габышев Л.Н., Каниболотский М.А. Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах // Изв. АН СССР. МЖГ.1982. №.5 – С.105
4. Будников В. Ф., Макаренко П. П., Юрьев В. А. Диагностика и капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1997.
5. Освоение скважин. //Авт. Булатов А. И., Качмарь Ю. Д., Макаренко П. П., Яремийчук Р. С.// Под редакцией д.т.н. проф. Р. С. Яремийчука. М.: Недра, 1999.
6. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин.
7. Гриценко А. И., Тер–Саркисов Р. М., Шандрыгин А. Н., Подюк В. Г. // М.: Недра, 1997.
8. Амиров А. Д., Овнатанов С. Т., Яшин А. Б. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1975.
9. Кривошей Б. Л., Новаковский В. Н., Абдуллаев М. Н. Нестационарное движение газа в кольцевом газопроводе. // Изв. вузов. Нефть и газ.. 1970. № 1 – 183 – С.88
10. Бордюгов Г.А., Апостолов А.А., Бордюгов А.Г. Фигутивные потери природного газа//Газовая промышленность. 1997. №10.
11. Белослудов В.П., Дядин Ю.А., Лаврентьев М.Ю. Теоретические модели клатратообразования. Новосибирск: Наука, 1991. – С.128
12. Автоматизация и средства контроля производственных процессов в нефтяной и химической промышленности Справочник, т. 4. – М.: Энергия, 1973. – С.353

13. Ликолов Г.К., Зверева Т.В., Яковлев Е.Л. Оценка точности математических моделей трубопроводного транспорта газа // Изв. вузов. Нефть и газ. 1980. № 1 – С.61 – 68
14. Седых А.Д. Потери газа на объектах магистрального газопровода ИРЦ.Газпром.: 1993.

## Приложение А. Проверка программы

Исходные данные:			
Наименование	Обозначение	Значение	Единицы измерения
Коэффициент теплопроводности	$k$	2	Вт/м <sup>2</sup> *К
Диаметр трубопровода внутренний	$d$	1400	мм
Расход газа	$Q$	50000000	нм <sup>3</sup> /сут.
Теплоемкость газа	$C_p$	2512	Дж/К
Точка росы природного газа	$T_{т.р.}$	минус 12	°С
Начальная температура газ	$T_{нач.}$	23	°С
Температура окружающей среды	$T_0$	минус 8	°С
Давление в начале участка газопровода	$p_1$	7,2	МПа
Давление в конце участка газопровода	$p_2$	6,5	МПа
Длина расчетного участка газопровода	$L$	300000	м
Коэффициент Джоуля–Томсона	$\square$	3,2	К/МПа
Плотность газа	$\square$	0,689	кг/м <sup>3</sup>
Расчетные данные:			
Расчетный коэффициент	$a$	0,000006051	м <sup>-1</sup>
Начало зоны конденсации	$X_n$	405,851	км
Конец зоны конденсации	$X_k$	539,210	км

Среднее давление газа в газопроводе	$P_{\text{ср}}$	6,86	МПа
Температура в начале зоны конденсации	$T_{\text{нач.}}$	минус 6,5	$^{\circ}\text{C}$
Температура в конце зоны конденсации	$T_{\text{конц}}$	минус 8	$^{\circ}\text{C}$
Средняя температура в газопроводе на рассматриваемом участке	$T_{\text{ср}}$	минус 7	$^{\circ}\text{C}$
Влагосодержание газа	$W$	0,0677	$\text{г/м}^3$
Количество жидкой фазы, выделившейся из газа	$G_{\text{ж.в}}$	4912	кг/сут
Определяем разность между температурой гидратообразования и начальной температурой газа	$(T_{\text{гидр}} - T_0)$	16	К
Содержание метанола	$M_{\text{ж}}$	28,5	%
Концентрация метанола в газе	$K_{\text{м}}$	0,0622	$\text{г/м}^3$
Количество метанола, насыщающего жидкость	$G_{\text{м.ж.}}$	1957	кг/сут
Количество метанола, насыщающего газ	$G_{\text{м.г.}}$	4515	кг/сут
Количество метанола вводимого в газопровод	$G_{\text{м}}$	6473	кг/сут
Удельный расход метанола	$q_{\text{м}}$	0,0892	$\text{кг/м}^3$

```
import math
pi = math.pi
Ln = math.log
Exp = math.exp

k = 2 # коэффициент -
d = 1400 # диаметр трубопровода -
s = comboBox1.Text
q = 50000000 # Расход газа -
Cp = 2512 # теплоемкость газа -
T0 = -12 # точка росы природного газа
T1 = 23 # Начальная температура газ ++
T2 = -8 # Температура окружающей среды ++
p1 = 7,2 # Давление в начале участка газопровода ++
p2 = 6,5 # Давление в конце участка газопровода ++
L = 300000 # Длина участка газопровода -
nu = 3,2 # Джоуля.-Томсона -

q1 = q / 86400.0

f = (k * pi * d) / (s * (q1 / s) * Cp) # расчет коэффициента k

log = (nu * (p1 - p2) + (T1 - T2) * L * f)
log1 = (nu * (p1 - p2) + (T0 - T2) * L * f)

tu = (log / log1)
tu = abs(tu)

delta = 1 / f * Ln(tu) # Начало зоны конденсации X.н
delta2 = nu * (p1 - p2)
deltaT = (T1 - T2)

f2 = L * f * (deltaT) / (delta2)
f3 = 1 / f * Ln(f2 + 1) # Конец зоны конденсации X.н

p0 = 2 / 3 * (p1 + (p2 * p2) / (p1 + p2)) # расчет среднего давления

Tn1 = ((1 - Exp(-f * delta)) / f)
Tn2 = (T2 + (deltaT * Exp(-f * delta))) - (delta2 / L) * Tn1
Tn3 = (1 - Exp(-f*f3)) / f
Tn4 = (T2 + (deltaT * Exp(-f * f3))) - (delta2 / L) * Tn3
Tn5 = Tn2 + Tn4
Tn = Tn5 // 2
T12 = Tn - 273

W1 = (0.457 / p0) * Exp(0.0735 * T12 - 0.00027 * (T12 * T12)) + 0.0418 *
Exp(0.054 * T12 - 0.0002 * (T12 * T12))
```