

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

---

Институт Природных ресурсов  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ методов борьбы с гидратообразованием на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)</b>

УДК 622.279.72-0.47.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Богданов Максим Андреевич		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	доцент, к.г.-м.н.		

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

Институт Природных ресурсов  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Форма представления работы:

**Бакалаврская работа**

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.17
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2017	<i>Общие сведения о Казанском месторождении</i>	5
12.03.2017	<i>Геолого-физическое строение месторождения</i>	15
25.04.2017	<i>Состояние разработки Казанского месторождения</i>	10
10.05.2017	<i>Общая характеристика гидратов и условия их образования</i>	20
20.05.2017	<i>Методы борьбы с гидратообразованием на Казанском месторождении</i>	20
04.05.2017	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
19.05.2017	<i>Социальная ответственность</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель каф. ГРNM	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРNM	Чернова Оксана Сергеевна	к. г.-м. н., доцент		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

№	Результаты обучения
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных Ресурсов  
Направление подготовки Нефтегазовое дело  
Кафедра ГРНМ

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Чернова О.С.  
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Богданову Максиму Андреевичу

Тема работы:

<b>Анализ методов борьбы с гидратообразованием на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 22.03.2017 г. № 1960/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <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>	Пакет технологической информации по Казанскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
--	--

<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. Общие сведения о месторождении</li> <li>2. Геолого-физическая характеристика месторождения</li> <li>3. Состояние разработки Казанского месторождения</li> <li>4. Общая характеристика гидратов и условия их образования</li> <li>5. Методы борьбы с гидратообразованием на Казанском месторождении</li> <li>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>7. Социальная ответственность</li> </ol>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Геологический разрез Казанского НГКМ</li> <li>- Геологические запасы нефти</li> <li>- Состояние запасов свободного газа и газа ГШ Казанского месторождения</li> <li>- Фонд скважин Казанского месторождения</li> <li>- Зависимость давления гидратообразования от температуры</li> </ul>
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент</b>	Вазим А.А.
<b>Социальная ответственность</b>	Грязнова Е.Н.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2017 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Н.Э.			11.02.2017 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Богданов Максим Андреевич		11.02.2017

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б37	Богданову Максиму Андреевичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Количество проводимых операций; Сложность проводимых операций.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Стоимость проведения ингибиторных обработок</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведены расчеты эффективности проведения ингибиторных обработок на месторождении.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Выявлено, что эффективность проведения обработок зависит ингибитора гидратообразования от его количества.</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	01.04.2017 г.
---	---------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н.		01.04.2017 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б37	Богданов Максим Андреевич		02.04.2017 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б37	Богданов Максим Андреевич

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

**1. Характеристика объекта исследования и области его применения**

Объект исследования: методы борьбы с гидратообразованием. Область применения: Казанское месторождение

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

**1. Производственная безопасность**

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты.

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).

**1. Производственная безопасность**

1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;
- повреждения в результате контакта с насекомыми;
- загазованность рабочей зоны;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека;
- необходимые средства защиты от вредных факторов.

1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;
- электрический ток;
- пожароопасность;
- работы с оборудованием под высоким давлением
- необходимые средства защиты от опасных факторов.

**2. Экологическая безопасность**

- защита селитебной зоны
- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);

разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

**2. Экологическая безопасность**

- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов);
- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);
- решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды

**3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
- выбор наиболее типичной ЧС;

**3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
- перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы в зданиях, транспорте;

<ul style="list-style-type: none"> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– выбор наиболее типичной ЧС: - пожар;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Богданов Максим Андреевич		



## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 91 страницу, 13 рисунков, 21 таблицу, 23 источника.

Ключевые слова: газ, гидратообразование, гидратные пробки, ингибитор, метанол.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение.

Целью выпускной квалификационной работы является подбор эффективной методики для предупреждения и ликвидации гидратных пробок на Казанском месторождении.

В процессе исследования проводился отбор текстового и графического материала по тематике выпускной квалификационной работы, производился расчет необходимого количества двух ингибиторов для предотвращения гидратообразования, подсчет экономических затрат на применение данных ингибиторов.

В результате исследования весь отобранный материал был переработан и подвергнут анализу, информация была представлена в текстовом, графоаналитическом и графическом исполнении. Был предложен ингибитор для использования.

Область применения: нефтегазоконденсатное месторождение, находящееся на территории Томской области.

Экономическая эффективность работы заключается в обосновании применения метанола в качестве ингибитора.

## **Список сокращений**

МОВ – метод отражения волн

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ЛУ – лицензионный участок

КИН – коэффициент извлечения нефти

КИК – коэффициент извлечения конденсата

КИГ – коэффициент извлечения газа

ГШ – газовая шапка

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПДВК – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация

ПАВ – поверхностно активные вещества

СИЗ – средства индивидуальной защиты

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

ДНС – дожимная насосная станция

КНС – кустовая насосная станция

## Оглавление

Введение .....	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	14
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	16
3 СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	17
3.1 Состояние разработки Казанского месторождения.....	17
3.2 Состояние фонда скважин .....	22
4 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРАТОВ ГАЗА И УСЛОВИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ .....	24
4.1 Общая характеристика гидратов природных газов .....	24
4.2 Основные методы борьбы с гидратообразованием .....	26
4.3 Ингибиторы гидратообразования .....	28
4.3.1 Термодинамические ингибиторы гидратообразования .....	28
4.3.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования .....	30
4.4 Ингибиторы гидратоотложения .....	31
5 АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА КАЗАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	32
5.1 Условия образования гидратов на Казанском месторождении.....	32
5.2 Расчет количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения гидратообразования .....	34
5.3 Гидратообразование при газлифтной эксплуатации скважин.....	39
5.3.1 Оценка условий транспорта газлифтного газа к нефтяным скважинам .....	39
5.3.2 Расчет необходимого количества метанола для подготовки газлифтного газа...41	
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	44
6.1 Расчет экономических затрат на закачку метанола.....	45
6.2 Расчет экономических затрат на закачку хлорида кальция.....	46
7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	48
7.1 Производственная безопасность .....	48
7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов.....	48
7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов.....	53
7.2 Экологическая безопасность .....	58
7.2.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	58
7.2.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения .60	
7.2.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения62	
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	64

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	67
7.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	67
7.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	68
Заключение.....	71
Список литературы.....	72

## **Введение**

В данной выпускной квалификационной работе производится анализ борьбы с гидратообразованием на Казанском месторождении. Казанском нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1969 году, и находится в промышленной разработке с 2008 года.

Целью выпускной квалификационной работы является подбор эффективной методики для предупреждения и ликвидации гидратных пробок на Казанском месторождении. Для выполнения поставленной цели было предложено решить следующие задачи:

1. Изучить геолого-физическую характеристику месторождения;
2. Составить обзор состояния разработки месторождения;
3. Рассмотреть общие методы борьбы с гидратообразованием;
4. Подобрать методику для предупреждения и ликвидации гидратов на месторождении;
5. Экономически и технологически обосновать выбранную методику для борьбы с гидратообразованием.

Объектом исследования является системы транспортировки газа на Казанском месторождении.

Предметом исследования является образование гидратов в системе транспортировки газа на Казанском месторождении.

Актуальность работы заключается в том, что месторождение расположено на Крайнем Севере, что способствует образованию гидратов.

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа (рисунок 1.1). Административно месторождение находится в Парабельском районе. Участок работ относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, которая выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности.

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах +120 – +140 м. Земли находятся в ведении Пудинского лесного хозяйства. Нефтепоисковые работы в данном регионе начаты в 1963 г.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1967 году, находится в нескольких десятках километров южнее с. Пудино и приурочено к локальному одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1966 г. Дорожная сеть в районе работ отсутствует. Речная сеть представлена рекой Чузик и ее правыми притоками – Большой и Малой Казанкой. Судоходна река Чузик до с. Пудино для мелких барж. В зимнее время грузы перемещаются наземным транспортом, авиационным – круглогодично.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от минус 45–50 °С зимой до плюс 35 °С летом. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400–500 мм. Продолжительность существования устойчивого снежного покрова определяет сроки использования “зимников”.

Территория месторождения покрыта в основном хвойными деревьями (ель, кедр, пихта, сосна) с участками березняков и осинников.



Рисунок 1.1- Обзорная схема Казанского НГКМ

Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется на месте.

Для хозяйственно–питьевого водоснабжения пригодны воды атлымской свиты нижнего олигоцена, для технического – воды сеноманских отложений.

С севера и северо-востока ближайшими населенными пунктами являются село Пудино и поселок Кедровый.

Трубопроводный транспорт: ведомственный нефтепровод проходит в 50 км к северо-западу, магистральный (нефть, газ) – к северо-востоку в 220 км.

## **2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В связи с содержанием в этой главе коммерческой тайны данные были изъяты из общего доступа.



### 3 СВЕДЕНИЯ О РАЗРАБОТКЕ КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

#### 3.1 Состояние разработки Казанского месторождения

На 01.01.2011 г. на Казанском месторождении добыча нефти за все время разработки (2004-2010 гг.) велась из 42 скважин. На 01.01.2011 г. из Казанского месторождения добыто 978,7 тыс. т, 982,3 тыс. т жидкости, 550,1 млн. м<sup>3</sup> газа.

Было выделено три объекта разработки: I объект – пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (залежь “летучей” нефти), II объект - пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (нефтяная залежь с газовой шапкой), III объект - пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4-5</sub> (газоконденсатные залежи).

Всего на **объекте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>** в фонде на 01.01.2011 г. пребывало 36 скважин (35 в добывающем, 1 в нагнетательном – скв. 735) и совместная скважина 14р.

Добыча нефти и жидкости из 19 скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> на 01.01.2011 г. составила 390,9 и 391,5 тыс. т, газа - 344,8 млн. м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> на 01.01.2011 г. составила 40% добычи из Казанского месторождения.

Основные показатели разработки по отбору нефти и газа для объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Казанского месторождения представлены в таблице 3.1.

Добыча нефти, жидкости и газа в 2010 г. из 16 скважин объекта составила 240,3 и 240,9 тыс. т и 212,4 млн. м<sup>3</sup>. Темп отбора НИЗ для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в 2010г. – 3,4%, отбор НИЗ – 5,6%. Обводненность добываемой нефти из объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> за 2010 г. - 0,23% . Средние дебиты по нефти и газу за 2010 г. – 65,1 т/сут. и 57,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Годовая добыча нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> за 2010 г. (240,3 тыс. т) составила 40,8% добычи из месторождения.

Закачка воды в пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> проводится в скв. 735 с 05.2010 г., которая переведена в нагнетательный фонд из добывающего. За 8 месяцев 2010 г. (май-декабрь) в скв. 735 закачено 78,29 тыс. м<sup>3</sup> воды со средней приемистостью 338 м<sup>3</sup>/сут. На 01.01.2011 г. скв. 735 нагнетательная действующая.

Всего на объекте Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в фонде на 01.01.2011 г. пребывало 26 скважин (26 в добывающем, 1 в нагнетательном – скв. 103) и совместная скважина 14р.

Добычу нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> с 2005 по 2010 гг. осуществляли 24 скважины. Добыча нефти, жидкости и газа из 24 скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на 01.01.2011 г. составила 587,8 и 590,8 тыс. т, 205,3 млн. м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на 01.01.2011 г. составила 60% добычи из Казанского месторождения.

Основные показатели разработки по отбору нефти, жидкости и газа для объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Казанского месторождения представлены в таблице 3.2.

Добыча нефти, жидкости и газа на 01.01.2011 г. проводилась из объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и составила 587,8, 590,8 тыс. т и 205,3 млн. м<sup>3</sup>. Темп отбора НИЗ для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в 2010 г. – 1,6%, отбор НИЗ – 2,7%. Обводненность добываемой продукции из объекта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> за 2010 г. – 0,86%. Средние дебиты по нефти и газу за 2010 г. – 59,3 т/сут. и 20,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Годовая добыча нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в 2010 г. (349,3 тыс. т) составила 59,2% добычи из месторождения.

Закачка в пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> проводится в скв. 103 с 05.2010 г. Сква. 103 переведена в нагнетательный фонд из добывающего. За 2010 г. (май-декабрь) в скв. 103 закачено 64,74 тыс. м<sup>3</sup> воды с приемистостью 278 м<sup>3</sup>/сут. На 01.01.2011 г. скв. 103 нагнетательная действующая.

Всего в Казанское месторождение в 2010 г. закачено 143,03 тыс. м<sup>3</sup> воды.

По объектам I и II (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) были выполнены 2 основных варианта разработки (1 вариант на естественном режиме, 2 – с обратной закачкой газа в течение первых 20 лет с последующим переходом на режим истощения) и 5-ть дополнительных варианта: для Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – с различной плотностью скважин от 25 до 300 га/скв. (1 вариант с заводнением и 4 с закачкой газа), для Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 2 (с применением внутриконтурного и барьерного заводнения).

Таблица 3.1 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и газа по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Казанского месторождения

Годы	Добыча нефти, тыс. т		Темп отбора НИЗ, %	Отбор НИЗ, %	КИН, д. ед.	Добыча жидкости, тыс. т		Обводн. продук. %	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>		Компенсация отбор. закач., %		Добыча нефт. газа, млн. м <sup>3</sup>		Фонд скважин дейст. в теч. года		Ср. год. деб. на 1 скв. т/сут., тыс. м <sup>3</sup> /сут.		Средн. прием. м <sup>3</sup> /сут
	годов.	накопл.				годов.	накопл.		годов.	нак.	годов.	нак.	годов.	нак.	добыв.	нагнет.	нефти	газа	
2004	13,1	13,1	0,19	0,2	0,001	13,1	13,1						11,6	11,6	1		125,7	111,1	
2005	13,9	27,0	0,20	0,4	0,002	13,9	27,0						12,3	23,9	1		158,2	139,9	
2006	10,4	37,4	0,15	0,5	0,003	10,4	37,4						9,1	32,9	1		133,8	116,7	
2007	12,9	50,3	0,19	0,7	0,004	12,9	50,3						11,2	44,2	1		145,2	126,6	
2008	12,3	62,6	0,18	0,9	0,005	12,3	62,6						10,7	54,9	1		148,3	129,3	
2009	88,0	150,6	1,26	2,2	0,012	88,0	150,6						77,5	132,4	11		86,5	76,2	
2010	240,3	390,92	3,45	5,6	0,030	240,9	391,48	0,23	78,3	78,3	10,6	6,5	212,38	344,8	16	1	65,1	57,5	338

Таблица 3.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и газа по объекту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Казанского месторождения

Годы	Добыча нефти, тыс. т		Темп отбора НИЗ, %	Отбор НИЗ, %	КИН, д. ед.	Добыча жидкости, тыс. т		Обводн. продук. %	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>		Компенсация отбор. закач., %		Добыча нефт. газа, млн. м <sup>3</sup>		Фонд скважин дейст. в теч. года		Ср. год. деб. на 1 скв. т/сут., тыс. м <sup>3</sup> /сут.		Средн. прием. м <sup>3</sup> /сут	
	годов.	накопл.				годов.	накопл.		годов.	нак.	годов.	нак.	годов.	нак.	добыв.	нагнет.	нефти	газа		
2004																				
2005	10,3	10,3	0,0	0,0	0,000	10,3	10,3						4,3	4,3	1		119,3	51,7		
2006	12,8	23,1	0,06	0,1	0,001	12,8	23,1						4,5	8,7	2		97,4	38,1		
2007	16,6	39,7	0,08	0,2	0,001	16,6	39,7						5,6	14,4	2		87,8	29,7		
2008	16,1	55,9	0,07	0,3	0,001	16,1	55,9						5,8	20,2	2		97,2	38,5		
2009	182,6	238,5	0,85	1,1	0,005	182,7	238,5						63,6	83,7	15		72,9	25,0		
2010	349,3	587,8	1,62	2,7	0,013	352,3	590,80,8	6	64,7	64,7	10,2	6,1	121,6	205,3	24	1	59,3	20,6	278	

Для III объекта (газоконденсатные пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4-5</sub>) был рассчитан вариант разработки в режиме истощения двумя наклонно-направленными скважинами.

Прогноз технологических показателей на полное развитие до 2033 года сделан для трех вариантов разработки: в режиме истощения, с поддержанием давления нагнетанием воды (заводнение), с поддержанием давления нагнетанием газа (газовая репрессия).

### **Вариант 1**

*Разработка в режиме истощения.* Расчет разработки в режиме истощения, газовая шапка не разрабатывается. Эксплуатационные скважины размещаются равномерно по треугольной сетке с плотностью 700x700 м (49 га/скв.) в разбуренной зоне.

Фонд добывающих нефтяных скважин составляет 218 единиц. Ввод скважин проводится с 2009 по 2018 гг. Первоначально скважины пускаются в работу на фонтане при давлении на устье не ниже 2,5 МПа.

После того, как скважины останавливаются из-за невозможности соблюдения это условие, они переводятся на газлифтную эксплуатацию с давлением на забое не ниже 4,0 МПа.

Суммарная добыча нефти за расчетный период составила 4 930,6 тыс. т, КИН – 0,212.

### **Вариант 2**

*Разработка с ППД нагнетанием воды.* Расчет разработки при поддержании пластового давления путем нагнетания воды в пласт и попутного газа в газовую шапку. Размещение скважин трехрядное (три ряда добывающих и один нагнетательный, по треугольной сетке 700x700 м) с плотностью сетки скважин 49 га/скв. в разбуренной зоне.

Фонд добывающих нефтяных скважин составил 178 ед., водонагнетательных – 44 ед., газонагнетательных – 11 ед.

Добывающие скважины, как предполагалось, могли эксплуатироваться на фонтане при давлении на устье не ниже 2,5 МПа. Нагнетательные – с расходом

не более 330 м<sup>3</sup>/сут. и давлением на забое не более 27,5 МПа. Одновременно ведется закачка всего попутного газа в газовую шапку.

Суммарная добыча нефти за расчетный период составила 5 310,2 тыс. т, КИН – 0,228.

### **Вариант 3**

*Разработка с ППД нагнетанием газа (газовая репрессия).* Расчет разработки при поддержании давления нагнетанием газа.

Считалось, что при вытеснении нефти газом получают более высокие коэффициенты вытеснения и коэффициенты извлечения нефти, особенно в коллекторах с низкой проницаемостью.

Однако, чаще всего, более высокие КИН достигаются при вытеснении нефти газом только в условиях, когда благоприятным фактором являются процессы взаимного растворения УВ флюидов.

В пользу закачки газа говорит и то обстоятельство, что на Казанском месторождении имелся еще один объект - залежь «летучей» нефти в пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, содержащая большие ресурсы растворенного газа, которые при случае могли быть задействованы для закачки.

Схема размещения скважин также как и в предыдущих вариантах трехрядная 700х700 м с плотностью 49 га/скв.

Фонд добывающих нефтяных скважин 174 ед., газонагнетательных для нагнетания газа в нефтяную залежь с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти 44 ед.

Добывающие скважины работают на фонтане при давлении на устье не ниже 2,5 МПа. Нагнетательные газовые скважины работают с давлением на забое не более 27,5 МПа. Нагнетание газа планировалось начать с 2012 г.

Последний вариант был рекомендован для реализации.

### 3.2 Состояние фонда скважин

По состоянию на 01.01.2011 г. общий эксплуатационный фонд на пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 61 скважина – 59 добывающих и 2 нагнетательных. С учетом выбывших ликвидированных скважин (7) - в добывающем фонде 52 скважины или 149% проектной величины.

Из 61 скважины эксплуатационного фонда на 01.01.2011 г. на пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 35 скважин (с учетом скв. 9по), Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> - 25 и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>+ Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 1. Из 61 скважины добывающего фонда – 32 действующие, 4 остановленные в конце 2010 г. (скв. 725, 732 на Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и скв. 110, 204 на Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>), 3 бездействующие (скв. 650, 652, 21р – Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), 3 в консервации (скв. 9р, 12р, 15р на Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), 3 контрольные (скв. 16р, 17р, 18р на Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), 7 ликвидированные (скв. 1п, 2п, 3п, 4п, 5п, 7п, 8п), 7 в освоении после бурения (скв. 651, 669, 731, 741, 747 на Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и скв. 195, 215 на Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>), рисунок 3.1.

#### **Выводы:**

Месторождение находится на начальной стадии разработки. По состоянию на 01.01.2011 г. общий эксплуатационный фонд на пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> - 61 скважина. Накопленная добыча нефти на 01.01.2011 г. (978,7 тыс. т) была получена из 42 скважин месторождения.

Общее количество рекомендуемых скважин по проектным документам 357 (176- Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и 181 Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>). Таким образом, пробурено только 17,6% скважин от намеченного проектного фонда. Рекомендуемая отдельная разработка пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> соблюдается (1 совместная добывающая скважина – 14р). Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> по проектному документу намечалась семиточечная система размещения скважин с шагом 700 м, для Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – трехрядная система с плотностью 49 га/скв. При рассмотрении пробуренного фонда скважин намеченные системы вырисовываются.

Текущая обводненность добываемой продукции на 01.01.2011 г. – 0,6%, текущие дебиты по нефти и газу – 63,9 т/сут., 36,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут., текущий КИН от запасов 2007 г. (кат. С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>) – 0,030. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов

2007 г. (кат.  $C_1+C_2$ ) – 7%. Текущий КИН запасов от утвержденных в 2011 г. (кат.  $C_1$ ) – 0,017. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов в 2011 г. (кат.  $C_1$ ) – 3,4%.

Закачка воды в пласты  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^2$  Казанского месторождения проводилась с мая 2010 г. На 01.01.2011 г. в две нагнетательные скважины № 735 (пласт  $Ю_1^1$ ) и № 103 (пласт  $Ю_1^2$ ) закачали 143 тыс. м<sup>3</sup> воды.



Рисунок 3.1 – Фонд скважин Казанского месторождения на 01.01.2011.

## 4 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРАТОВ ГАЗА И УСЛОВИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

В самом широком смысле гидратами называют химические соединения, в состав которых входит вода. Так, например, существует класс неорганических соединений, называемых «твердыми гидратами». Они представляют собой твердые вещества с ионным типом связей, в которых ионы окружены молекулами воды и образуют твердое кристаллическое тело [22].

### 4.1 Общая характеристика гидратов природных газов

Газовые гидраты – твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из водного раствора, льда, водяных паров и низкомолекулярных газов. По внешнему виду напоминают лед или снег. При давлениях до 10 – 30 МПа гидраты образуются до температур +20 – 25°С, но типичные температуры существования – ниже +15 – 20°С.

Гидратообразования по структуре представлены каркасом, решеткой хозяина, в которой имеются полости, в данные полости внедряются молекулы газа, «гости», и связываются Ван-дер-ваальсовыми связями. Таким образом образуются кристаллические соединения. По принятой классификации основными структурами газовых гидратов являются Кубическая I (КС-I), Кубическая II (КС-II) и Гексагональная III (ГС-III). В настоящее время установлено, что индивидуальные газы CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, Xe, CF<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> при низких давлениях образуют гидраты структуры КС-I, а газы Ar, Kr, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, i-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> – структуры КС-II.

Фазовая диаграмма (кривые I - IV) условий образования простых гидратов (образованных из индивидуального газа и воды) представлена на рисунке 4.1.

Область существования гидратов находится слева от кривых I и IV. Точки  $p_k$  и  $p_k'$  называются, соответственно, верхней и нижней критическими точками



гидратообразования. Таким образом, при установке одного какого-нибудь параметра, например, температуры, можно однозначно определить другой – давление.

Одними из наиболее важных свойств гидратов являются: давление разложения при температуре  $0^{\circ}\text{C}$  ( $p_{T=0}$ ), температура разложения при абсолютном давлении 1 атм ( $T_{p=1}$ ), теплота образования гидратов из газа и жидкой воды ( $\Delta H_1$ ) и из газа и льда ( $\Delta H_2$ ), верхняя критическая точка разложения гидрата ( $T_{кр}$ ,  $p_{кр}$ ). Характеристики некоторых индивидуальных газов представлены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Характеристики индивидуальных газов

Компонент	$p_{T=0}$ , атм	$T_{p=1}$ , $^{\circ}\text{C}$	$T_{кр}$ , $^{\circ}\text{C}$	$p_{кр}$ , атм	$\Delta H_1$ , ккал/моль	$-\Delta H_2$ , ккал/моль
Метан	26	-29	-	-	14,51	4,4
Этан	5,2	-15,8	14,5	34	15,02	6,3
Пропан	1,7	-8,5	5,5	5,6	32	6,34
Изобутан	1,2	0	2,6	1,7	32,96	5,37
Углекислый газ	12,47	-24	10	45	14,42	-
Сероводород	0,96	0,35	29,5	23	14,81	6,86
Азот	160,08	-	-	-	11,84	3,8

Газовые гидраты при добыче нефти, газа и газового конденсата образуются либо в призабойной зоне скважины, либо в самом стволе скважины.

В первом случае гидраты закупоривают поры коллектора, тем самым понижая проницаемость, во втором случае гидраты, отлагаясь на стенках скважины, уменьшают проходное отверстие и снижают пропускную способность скважины. Также, в единичных случаях кристаллы могут образовываться в устьевом оборудовании, например, обратном клапане в случае отдельной добычи нефти и газа из одной скважины, тем самым противодействуют нормальной работе оборудования [23].

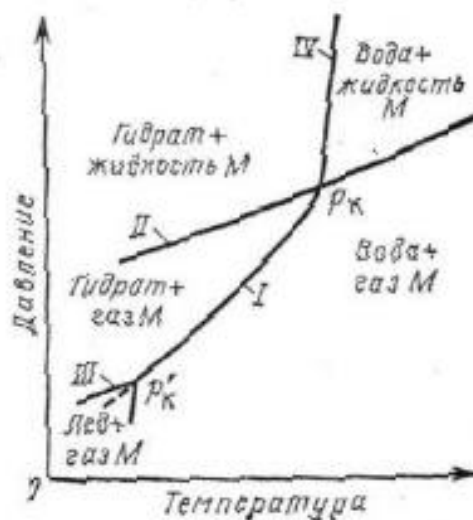


Рисунок 4.1 Принципиальная диаграмма фазовых состояний системы газ-гидрат

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления;
2. Наличие гидратообразующего вещества (метан, этан, двуокись углерода и др.);
3. Достаточное количество воды. Воды не должно быть слишком много, или слишком мало.

#### 4.2 Основные методы борьбы с гидратообразованием

Методы борьбы с гидратообразованиями классифицируются следующим образом:

1. Химические (ингибиторные) подразделяются на:
  - а. ингибиторы гидратообразования (термодинамические и кинетические);
  - б. ингибиторы гидратоотложения (многофазный транспорт продукции газоконденсатных и газонефтяных скважин в режиме гидратообразования);

2. Технологические заключаются в поддержании безгидратных режимов;
3. Физические в свою очередь подразделяются на:
  - а. тепловые;
  - б. физические поля – акустические, СВЧ;
  - в. механические.

Данная классификация представлена на рисунке 4.2.



Рисунок 4.2 – Методы борьбы с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах

Физические методы заключаются в механическом удалении гидратообразований либо путем скребкования, либо путем нагрева интервала с гидратом.

Технологические методы заключаются в недопущении возникновения термобарических условий гидратообразования путем контроля технологического процесса, что в некоторых случаях представляется невозможным, например, когда гидратообразование происходит непосредственно при освоении и вызове притока скважины.

Физические и технологические методы не нашли большого применения в практике, в отличие от применения ингибиторов. Поэтому далее будем рассматривать детальнее химические методы.

Ингибитор гидратообразования – вещество, которое изменяет термобарические условия образования гидратов, либо влияет на скорость образования гидратов в газожидкостном потоке.

С целью более детального описания ингибиторов гидратообразования разделим их на три класса:

1. Термодинамические ингибиторы – вещества, изменяющие активность воды и тем самым, сдвигают трехфазное равновесие «газ-водная фаза-газовые гидраты» в сторону более низких температур. К ним относятся алифатические спирты, гликоли и водные растворы неорганических солей;

2. Кинетические ингибиторы – предотвращают на некоторое время процесс зародышеобразования гидратов и замедляют рост жизнеспособных центров кристаллизации;

3. Реагенты, замедляющие рост газогидратных агломератов за счет блокировки жидкой водной фазы, предотвращая контакт «газ-вода» [20].

### **4.3 Ингибиторы гидратообразования**

#### **4.3.1 Термодинамические ингибиторы гидратообразования**

В настоящее время существуют следующие виды термодинамических ингибиторов:

а) водные растворы электролитов В большинстве случаев ввиду экономических соображений используется водный раствор KCl 25%. Преимущества данных ингибиторов – высокая антигидратная активность, дешевизна технических сортов, простота приготовления раствора, нетоксичность. Недостатки – очень высока коррозионная активность, возможность выпадения осадка при смешении с пластовой минерализованной

водой необходимость специального узла подготовки рабочего агента. Исходя из всех характеристик такие ингибиторы могут использоваться на небольших месторождениях средней и южной полосы России. Однако применение этих ингибиторов в северных регионах на крупных месторождениях представляется нетехнологичным в силу климатического фактора и особенности технологии добычи [20].

б) антигидратные реагенты на базе гликолей

Наибольшее применение находит диэтиленгликоль, который используется также как абсорбент при осушке газа. Диэтиленгликоль – эффективный ингибитор гидратообразования, одним из достоинств которого является малая растворимость в газовой фазе. Недостатками являются высокая цена, технологические затруднения при разделении эмульсии диэтиленгликоля с нестабильным конденсатом, высокая вязкость, высокая температура кристаллизации, что осложняет использование в северных условиях. С целью снижения стоимости состава разработаны ингибиторы, состоящие из большого количества различных гликолей, такие как полигликоль, этиленгликоль, пропиленгликоль и др. Ввиду свойств данных ингибиторов наилучшее применение они находят на стадиях осушки и охлаждения газа [20].

в) метанол и некоторые составы на его основе Использование ингибиторов на основе метанола широко распространено на месторождениях для предупреждения гидратообразования и ликвидации гидратных отложений. На месторождениях Крайнего Севера России используется практически только метанол по следующим причинам:

- относительно низкая стоимость и широкая промышленная база; высокая технологичность процесса ввода и распределения метанола;
- наивысшая антигидратная активность, сохраняющаяся даже при низких температурах;
- очень низкая температура замерзания растворов метанола и их малая вязкость;

- сравнительно низкая растворимость метанола в нестабильном конденсате;
- некоррозионность метанола и его водных растворов; возможности использования технических сортов метанола;
- наличие простых технологических схем регенерации отработанных растворов;
- проработанность вопросов утилизации и захоронения промышленных стоков, содержащих метанол; высокая эффективность ликвидации несплошных гидратных пробок;

Но также в свою очередь применения метанолосодержащих ингибиторов имеет ряд недостатков:

- высокая токсичность и пожароопасность возможные выпадения солей при смешивании с высокоминерализованной пластовой водой эффект ускоренного роста кристаллогидратов в присутствии разбавленных водных растворов метанола с недостаточной концентрацией для предупреждения гидратов, т.е. при недостаточной концентрации метанол становится не ингибитором, а катализатором гидратообразования;
- высокая упругость паров, а также очень высокая растворимость в сжатом природном газе [20].

#### **4.3.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования**

В качестве кинетического ингибитора применяют водорастворимые полимеры низкой молекулярной массы (500-1000) с концентрацией 0,5-1 мас. % определенными преимуществами:

- сокращение эксплуатационных затрат; более высокий уровень экологичности;

- отсутствие необходимости регенерации отработанных растворов; возможность переоборудования существующих систем ввода метанола; сокращение затрат на транспорт и хранение ингибиторов.

Применение кинетических ингибиторов в условиях России ограничено следующим:

- ограничения на вязкость раствора, поэтому концентрация не должна превышать 2%;
- температура замерзания раствора близка к 0°C, что ограничивает применение в условиях Крайнего Севера;
- совместимость с пластовой минерализованной водой и нестабильным конденсатом;
- недостаточная надежность подхода ингибирования.

#### **4.4 Ингибиторы гидратоотложения**

К этому виду ингибиторов относятся антигидратные составы, которые препятствуют отложению гидратов. Такие методы близки к методам борьбы с соле- и парафиноотложениями. Механизм действия агентов заключается в «блокировке» водной фазы в потоке, тем самым резко уменьшается рост гидратных частиц. По химическому составу смесь ингибиторов гидратоотложений включает в себя поверхностно-активные вещества и диэтиленгликоль. ПАВ представлены метил- и этилсиликонатом натрия. При применении данных ингибиторов существует риск пенообразования, что может привести к интенсификации процесса гидратообразования.

## 5 АНАЛИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ НА КАЗАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### 5.1 Условия образования гидратов на Казанском месторождении

Произведем расчет условий гидратообразования на Казанском месторождении, определив относительную плотность природного газа Казанского месторождения по воздуху. Состав газа Казанского месторождения приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Содержание компонентов в газе Казанского месторождения

Компоненты	Пластовый газ	
	г-моли	%мол
CH <sub>4</sub>	911.8	89.02
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30.17	2.95
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	18.19	1.78
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	5.56	0.54
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3.7	0.36
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2.37	0.23
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1.32	0.13
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	12.76	1.25
N <sub>2</sub>	24.67	2.41
CO <sub>2</sub>	13.52	1.32
He	0.15	0.01
C <sub>5+</sub>	16.45	1.61
Всего	1024	100

Найдем молярные концентрации для каждого компонента в смеси (результат занесем в таблицу 5.2):

$$Mr^* = \frac{m \cdot Mr}{100} \quad (5.1)$$



Найдем молекулярную массу смеси (углеводороды выше бутана не учувствуют в гидратообразовании, поэтому их не учитываем, так же, как гелий и азот):

$$\sum_{\text{CH}_4}^{\text{C}_4\text{H}_{10}} Mr^* = 17,01 \quad (5.2)$$

Найдем относительную плотность смеси по воздуху:

$$\rho = \frac{\sum_{\text{CH}_4}^{\text{C}_4\text{H}_{10}} Mr^*}{29} = 0,59 \quad (5.3)$$

Таблица 5.2 – Расчетная таблица

Компонента	Массовая концентрация, %	Молярная масса, грамм/моль.	Молярная концентрация в смеси
CH <sub>4</sub>	89,02	16	14,24
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,95	30	0,89
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,78	44	0,78
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,54	58	0,31
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,36	58	0,21
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,23	70	-
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,13	70	-
C <sub>6</sub> H <sub>14+</sub>	1,25	82	-
N <sub>2</sub>	2,41	28	-
CO <sub>2</sub>	1,32	44	0,58
He	0,01	2	-
C <sub>5+</sub>	1,61	70+	-
Всего	100,00		17,01

На рисунке 5.1 приведена для Казанского месторождения Западной Сибири зависимость давления гидратообразования от температуры (построена методом интерполяции, на основании расчета относительной плотности смеси по воздуху), которой можно пользоваться для расчета условий образования газогидратов в добывающих скважинах.

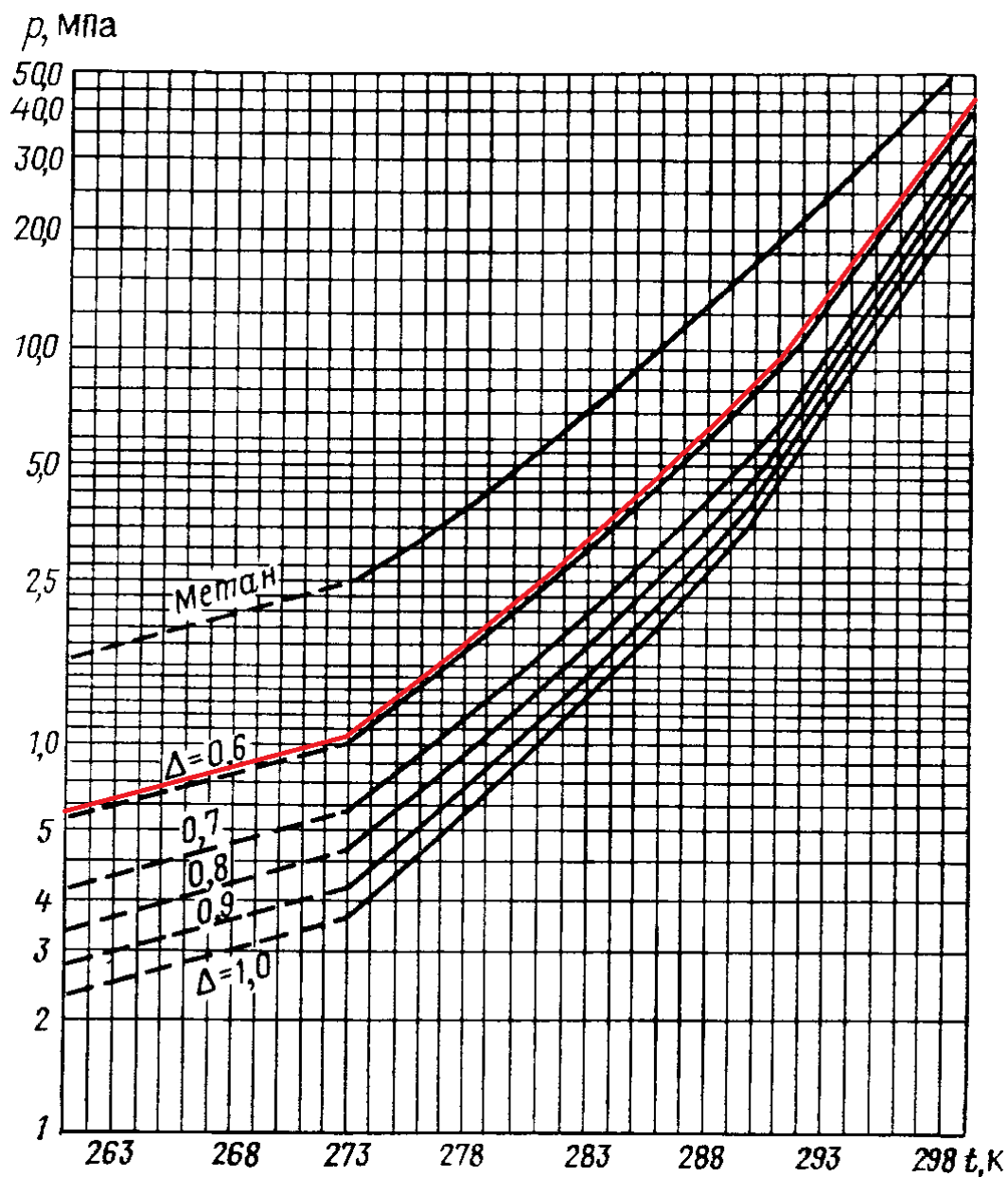


Рисунок 5.1 – Зависимость давления гидратообразования от температуры

## 5.2 Расчет количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения гидратообразования

Ингибиторы применяемые для предотвращения процессов гидратообразования способствуют снижению температуры гидратообразования [21]. На Казанском месторождении в качестве ингибитора используется метанол  $\text{CH}_3\text{OH}$ . В качестве сравнения проведем расчет по двум ингибиторам:  $\text{CH}_3\text{OH}$  и  $\text{CaCl}_2$ .

Рассчитаем необходимое количества ингибитора при движении газа по газопроводу при следующих условиях: начальные давление 12 МПа и температура +26 °С, конечные давление 9 МПа и температура -2 °С; количество газа, транспортируемого по газопроводу, равно 850 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Относительная плотность газа по воздуху 0,65, массовая концентрация свежего ингибитора метанола – 95%, CaCl<sub>2</sub> – 35%.

1. Определим количество конденсирующейся воды

Воспользуемся уравнением Бюкачева

$$W = \left( \frac{A}{10,1 \cdot P} \right) + B \quad (5.4)$$

где А и В – коэффициенты, определяются в зависимости от температуры по таблице 5.3;

Р – давление газа, МПа.

Таблица 5.3 – Значения коэффициентов А и В в уравнении Бюкачева

Температура,	А	В	Температура,°С	А	В	Температура,°С	А	В
0	0,145	0,00347	12	10,72	0,7670	60	152,0	0,562
-38	0,178	0,00402	14	12,39	0,0855	62	166,5	0,399
-34	0,267	0,00538	16	13,94	0,0930	64	183,3	0,645
-30	0,393	0,00710	18	15,75	0,1020	66	200,5	0,691
-28	0,471	0,00806	20	17,87	0,1120	68	219,0	0,741
-26	0,566	0,00921	22	20,15	0,1227	70	238,5	0,793
-24	0,677	0,01043	24	22,80	0,1343	72	260,0	0,841
-22	0,809	0,01168	26	25,50	0,1463	74	283,0	0,902
-20	0,960	0,01340	28	28,70	0,1595	76	306,0	0,965
-18	1,144	0,01510	30	32,30	0,1740	78	335,0	1,023
-16	1,350	0,01705	32	36,10	0,1 89	80	363,0	1,083
-14	1,590	0,01927	34	40,50	0,207	82	394,0	1,148
-12	1,868	0,02115	36	45,20	0,224	84	427,0	1,205
-10	2,188	0,02290	38	50,80	0,242	86	462,0	1,250
-8	2,550	0,02710	40	56,20	0,263	88	501,0	1,290

Продолжение таблицы 5.3.

-6	2,990	0,03035	42	62,70	0,285	90	537,5	1,327
-4	3,480	0,03380	44	69,20	0,310	92	582,5	1,365
-2	4,030	0,03770	46	76,70	0,335	94	624,0	1,405
0	4,670	0,04180	48	85,30	0,363	96	672,0	1,445
2	5,400	0,04640	50	94,00	0,391	98	725,0	1,487
4	6,225	0,0515	52	103,00	0,422	100	776,0	1,530
6	7,150	0,0571	54	114,00	0,454	110	1093,0	2,620
8	8,200	0,0630	56	126,00	0,487	120	1520,0	3,410
10	9,390	0,0696	58	138,00	0,521	130	2080,0	4,390

Тогда найдем количество влаги в начале газопровода:

$$W_1 = \left( \frac{25,5}{10,1 \cdot 12} \right) + 0,1463 = 0,357 \text{ кг / } 1000 \text{ м}^3$$

Найдем количество влаги в конце газопровода:

$$W_2 = \left( \frac{4,03}{10,1 \cdot 9} \right) + 0,0377 = 0,082 \text{ кг / } 1000 \text{ м}^3$$

Разность между  $W_1$  и  $W_2$  даст количество влаги, конденсирующейся на каждые  $1000 \text{ м}^3$  газа:

$$\Delta W = W_1 - W_2 \quad (5.5)$$

Найдем  $\Delta W$ :

$$\Delta W = 0,357 - 0,082 = 0,275 \text{ кг / } 1000 \text{ м}^3$$

2. Определим температуру начала образования гидратов

Для того, чтобы определить температуру начала образования гидратов воспользуемся рисунком 5.3. Температура начала образования гидратов равна  $+18^\circ\text{C}$ .

3. Определим величину необходимого понижения температуры начала гидратообразования:

$$\Delta t = t_{\text{н.обр}} - t_{\text{кон}} \quad (5.6)$$

где  $t_{\text{н.обр}}$  – температура начала образования гидратов,  $^\circ\text{C}$ ;

$t_{\text{кон}}$  – температура в конце газопровода, МПа.

$$\Delta t = 18 + 2 = 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

4. Определим концентрацию обработанного ингибитора

По графику 5.2 находим что для  $\Delta t = 20^\circ\text{C}$  концентрация обработанного раствора метанола равна 33%, концентрация обработанного раствора  $\text{CaCl}_2$  равна 26%.

5. Определим удельный расход ингибитора:

$$q_n = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 \cdot C_2 \cdot \alpha \quad (5.7)$$

где  $C_1$  – массовая концентрация свежего ингибитора, %;

$C_2$  – массовая концентрация обработанного ингибитора, %;

$\alpha$  – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости ( $\alpha=0,02 \text{ г/м}^3$ ).

$$q_{\text{CH}_3\text{OH}} = \frac{(0,357 - 0,082) \cdot 33}{95 - 33} + 0,001 \cdot 33 \cdot 0,02 = 0,147 \text{ кг / } 1000 \text{ м}^3$$

$$q_{\text{CaCl}_2} = \frac{(0,357 - 0,082) \cdot 26}{35 - 26} + 0,001 \cdot 26 \cdot 0,02 = 0,79 \text{ кг / } 1000 \text{ м}^3$$

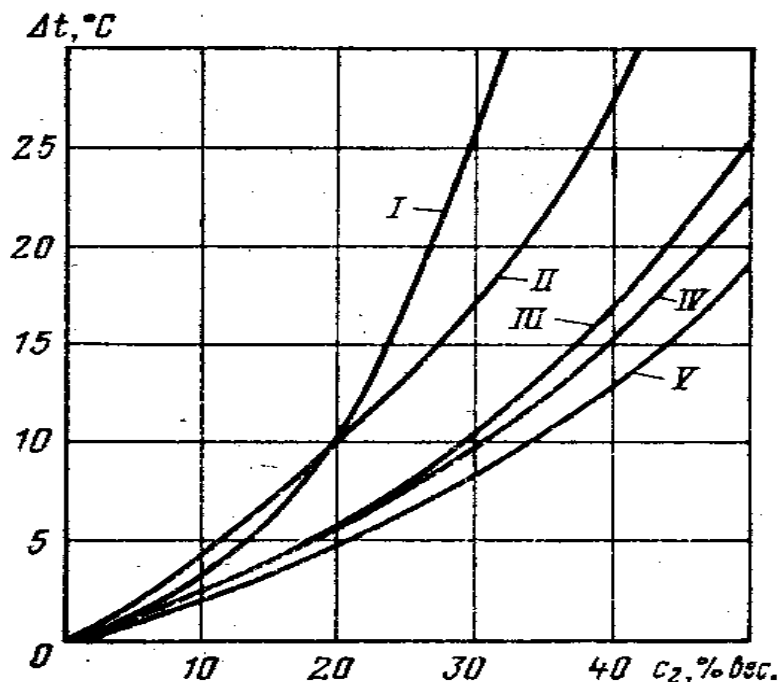


Рисунок 5.2 – Понижение температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от концентрации обработанного ингибитора [21]: 1 —  $\text{CaCl}_2$ ; 2 —  $\text{CH}_3\text{OH}$ ; 3 — ТЭГ; 4 — ДЭГ; 5 — ЭГ

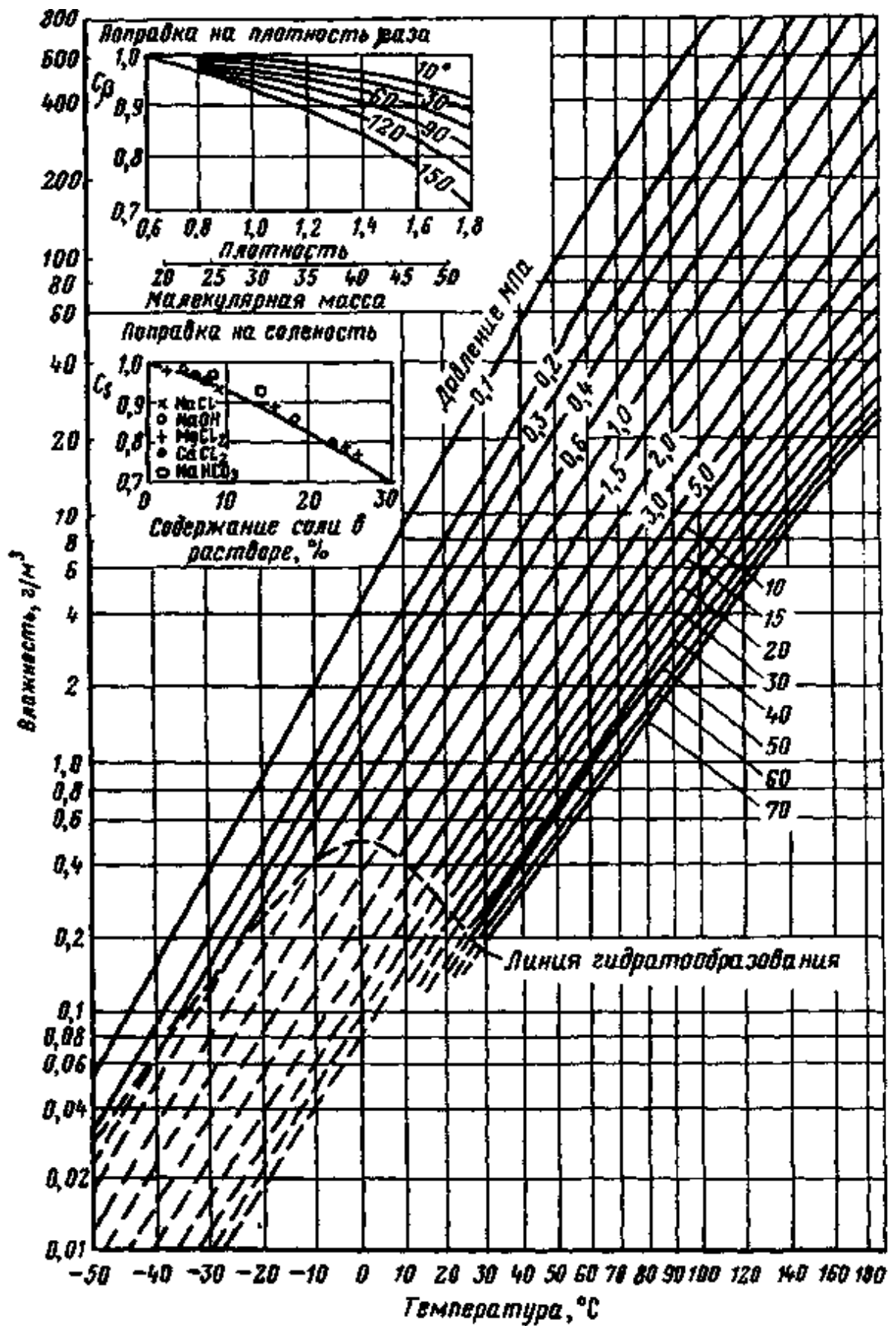


Рисунок 5.3 – Максимальное содержание водяных паров в природном газе в зависимости от давления и температуры [21]

6. Определим суточный расход ингибитора

Суточный расход метанола составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,148 \cdot 850 = 125 \text{ кг /сут}$$

Суточный расход хлорида кальция составит:

$$q_{\text{сут}} = 0,79 \cdot 850 = 675 \text{ кг /сут}$$

В результате проведенных расчетов были определены следующие параметры: температура начала гидратообразования, величина необходимого понижения температуры и количества ингибиторов необходимого для понижения данной температуры.

### **5.3 Гидратообразование при газлифтной эксплуатации скважин**

Подача газлифтного газа в скважину необходима для того, чтобы повысить давление ее продукции на устье и тем, самым, обеспечить дальнейший транспорт этой продукции на сборный пункт. Такая возможность рассмотрена ниже, но первоначально произведено сравнение измеренного устьевого давления этой продукции с расчетом, выполненным по методике Смирнова В.С., Артамонова Н.В., с целью определения пригодности данной методики и возможности ее использования в прогнозных расчетах в специфических условиях Казанского месторождения.

#### **5.3.1 Оценка условий транспорта газлифтного газа к нефтяным скважинам**

Предполагается, что газлифтный газ поступает из УПН по лучевой схеме к нефтяным скважинам выбранного направления.

Необходимо обеспечить его безгидратный транспорт до самых дальних нефтяных скважин и его повышенную температуру на устье этих скважин с

целью повышения температуры продукции, предупреждения выпадения парафинов и, соответственно, увеличения надежности работы газлифтных клапанов. Предварительные оценки показали, что с этой целью коллектор-«луч» с надземной укладкой для подачи газлифтного газа к нефтяным скважинам должен быть теплоизолирован. Отсутствие теплоизоляции приводит к быстрому снижению температуры газлифтного газа в коллекторе.

Одновременно, необходимо подогревать газлифтный газ на выходе из УКПГ. Температура подогрева определяется по формуле:

$$T_L = T_b + (T_o - T_b) \cdot \exp(-K_T \cdot L / C_p \cdot G) \quad (5.8)$$

$$K_T = \frac{2\pi}{\frac{1}{\lambda_{из}} \ln \frac{D_{из}}{D_l}}, \quad (5.9)$$

где:  $T_L$  – необходимая температура газлифтного газа на выходе из УКПГ;  $T_b$  – температура окружающего воздуха;  $T_o$  – температура газлифтного газа на входе в скважину;  $L$  – длина коллектора “луча”;  $K_T$  – условный коэффициент теплопередачи от коллектора к окружающему воздуху;  $\lambda_{из}$  – коэффициент теплопроводности слоя изоляции на внешней поверхности коллектора;  $D_{из}$  – внешний диаметр теплоизоляции,  $D_l$  – наружный диаметр “луча”;  $C_p$  – изобарная теплоемкость газлифтного газа;  $G$  – его весовой расход.

Из формулы (5.8) следует определить величину  $T_L$ , т.е. оценить, до какой температуры необходимо подогреть газлифтный газ на выходе из УПН в различных “крайних случаях”.

Приняты следующие исходные данные:  $L=9000$  м – наиболее протяженный луч (“худший случай”);  $C_p=0.706$  ккал/кг<sup>0</sup>с (при давлении в коллекторе до 100 кгс/см<sup>2</sup>);  $T_o \geq 15^{\circ}\text{C}$  (условия предупреждения гидратообразования в коллекторе). Коэффициент теплопроводности

теплоизоляции  $\lambda_{из} \leq 0,06 \frac{\text{ккал}}{\text{м}\cdot\text{ч}\cdot^{\circ}\text{C}}$

Средний дебит разгазированной нефти – 16,2нм<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Дебит газлифтного газа на скважину: 8100нм<sup>3</sup>/сут;

Количество подключенных в “луче” газлифтных скважин  $n \geq 20$  скв.



Тогда в коллектор (“луч”) необходимо подавать  $8100 \cdot 20 = 162$  тыс.нм<sup>3</sup>/сут. Оптимальный диаметр “луча” для такой производительности  $D_{л} = 0,102$  м (102,3 мм); Температура окружающего воздуха  $T_{в} \leq -20^{\circ}\text{C}$  (253 К). В различных вариантах температура подогреваемого газа  $T_{Л}$  принимается равной 333 К (+60°C); 323 К (+50°C); 313 К (+40°C) и 303 К (+30°C).

Результаты расчета температуры, которую необходимо иметь на устье скважины для предотвращения образования гидратов, даны в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расчет температуры на устье скважины при безгидратной эксплуатации.

№ п/п	$T_o$ К/°C	$T_o - T_{в}$ К	$T_L$ К	$T_L$ °C
1	333/+60	80	290,6	+17,4
2	323/+50	70	285,9	+12,7
3	313/+40	60	281,2	+8
4	303/+30	50	276,5	+3,3

Как видно из таблицы 5.1, газлифтный газ на выходе его из УПН в зимнее время необходимо подогреть до  $+60^{\circ}\text{C}$  для того, чтобы обеспечить его безгидратный транспорт при давлении, примерно равным 100 кгс/см<sup>2</sup>, до устья самых удаленных скважин, где его устьевая температура должна быть более  $+15^{\circ}\text{C}$ .

### **5.3.2 Расчет необходимого количества метанола для подготовки газлифтного газа**

Схема промышленной подготовки газлифтного газа должна отвечать следующим требованиям:

- Поддерживать давление продукции нефтяных скважин на устье до 50 кгс/см<sup>2</sup>;

– Температуру на устье поддерживать до +15°C и более, при этом температура продукции нефтяных скважин “луча” на входе УКПГ снизится до 0°C, а давление – до 20 кгс/см<sup>2</sup>.

Далее производится сепарация сухого газа на УПН (P=20 кгс/см<sup>2</sup> и T=24°C) и подогрев до +60°C.

Таким образом, образование газогидратов возможно в ходе транспорта продукции от устья нефтяных скважин до УПН

В связи с этим имеется необходимость подавать метанол на устье каждой нефтяной скважины и рассчитать его расход.

Расчет выполняется по методике [20]:

$$q_m = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0.001 \cdot C_2 \cdot a, \quad (5.10)$$

где:  $W_1$  – влагосодержание газа до ввода ингибитора в кг на 1000 м<sup>3</sup> газа;  $W_2$  – влагосодержания газа в защищаемой точке в кг на 1000 м<sup>3</sup>,  $C_1$  – весовая концентрация свежего ингибитора в процентах (100%);  $C_2$  – то же для отработанного ингибитора;  $a$  – отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа к концентрации метанола в жидкости.

Расход метанола на устье ”средней” нефтяной газлифтной скважины составит 12,1 л/сут

Во избежание образования гидратов из-за газа неравномерности подачи метанола целесообразно установить его нормативный расход на 15% выше расчетного, т.е. до  $q_m = 13.9 \div 14$  л/сут на одну скважину с подачей от устья каждой газлифтной нефтяной скважины.

Таким образом:

- Подача метанола в трубопровод, предназначенный для транспорта продукции нефтяной газлифтной скважины к УКПГ, рекомендуется от устья каждой скважины;

- При этом целесообразно поддерживать устьевое давление до 50 кгс/см<sup>2</sup>, а устьевую температуру – до +15+20°C;

- Максимальный дозированный расход метанола – до 14 л/сут.

## **Выводы:**

На основании теоретических данных методах борьбы с гидратообразованием и условиях эксплуатации Казанского нефтегазоконденсатного месторождения можно сказать:

- Физические методы борьбы с гидратами – трудноосуществимы, так подогрев трубопровода – очень трудоемкий и затратный процесс, не говоря уже о скребковании;
- Технологические методы требуют постоянного контроля и регулирования давления и температуры, что не всегда является возможным в условия Казанского месторождения;
- Несмотря на плюсы использования водных растворов электролитов (дешевизна, простота использования, нетоксичность) применение их на Казанском месторождении невозможно в силу климатических условий и высокой коррозионной активности раствора, которая усиливается минерализованной водой.
- Антигидратные реагенты на базе гликолей в основном используются на стадии осушки газа, в силу их физико-химических особенностей. А применение их на стадии транспортировки газа осложняются климатическими условиями и высокой стоимостью реагентов.
- Применение кинематических ингибиторов невозможно в климатических условиях Казанского месторождения (температура замерзания близка к 0°C).
- Несмотря на токсичность и пожаровзрывоопасность использования метанола в качестве ингибитора гидратообразования, он рекомендован к применению на Казанском месторождении так как обладает высокой антигидратной активностью (не зависящей от температуры), некоррозионностью, наличием простых технологических схем использования и захоронения отходов, достаточно низкой стоимостью и широким предложением на рынке.

## 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе рассматривается экономическая эффективность работ по борьбе с гидратообразованием на Казанском месторождении на основе решений, приведённых в технологической части работы.

Далее приведены экономические расчеты эксплуатационных затрат на проведение мероприятий по борьбе с гидратообразованием и сравнения экономической эффективности ингибиторов гидратообразования при транспортировке газа по газопроводу, таких как, метанол и хлорид кальция.

В качестве исходных данных возьмем следующие значения:

- Стоимость тонны метанола,  $C_{\text{CH}_3\text{OH}}$  – 28 тыс.руб/т;
- Стоимость тонны хлорида кальция,  $C_{\text{CaCl}_2}$  – 21 тыс.руб/т;
- Количество метанола,  $M_{\text{CH}_3\text{OH}}$  – 45,6 т.;
- Количество хлорида кальция,  $M_{\text{CaCl}_2}$  – 246,4 т.;
- стоимость аренды агрегата для заправки ингибиторных емкостей,  $C_a$  – 2 тыс. руб./ч;
- объем емкости,  $V_e$  – 0.033 м<sup>3</sup>;
- плотность метанола,  $\rho_{\text{CH}_3\text{OH}}$  – 791.8 кг/м<sup>3</sup>;
- плотность метанола,  $\rho_{\text{CaCl}_2}$  – 1,335 кг/м<sup>3</sup>.

Экономический расчет будем проводить по следующим формулам:

- Суммарные расходы ( $P$ ) вычисляются путем сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата:

$$P = P_{\text{и}} + P_{\text{а}}, \text{ руб} \quad (6.1)$$

- Расходы на ингибитор определяются по следующей формуле:

$$P_{\text{и}} = C_{\text{и}} \times M_{\text{и}}, \text{ руб} \quad (6.2)$$

- В среднем, на заправочном агрегате можно заправить в час две метанольные емкости. Представим объем заправки за час формулой:

$$V_{\text{ч}} = 2 \times V_e, \text{ м}^3 \quad (6.3)$$

- Выполняем расчет общего времени работы данного агрегата по следующей формуле:

$$T_a = \frac{V_{из}}{2 \times V_e}, \text{ час} \quad (6.4)$$

где  $V_{из}$  – это объем ингибитора для заправки, рассчитываемый по формуле:

$$V_{из} = \frac{M}{\rho}, \text{ м}^3 \quad (6.5)$$

- Расходы на аренду агрегата рассчитывается по формуле:

$$P_a = C_a \times T_a, \text{ руб} \quad (6.6)$$

Так как основные средства представлены арендованным имуществом, то величиной амортизации будет является суммарная стоимость владения этим имуществом. В данном случае будет выполняться равенство:

$$A = P_a \text{ руб} \quad (6.7)$$

### **6.1 Расчет экономических затрат на закачку метанола**

1. Определим расходы на метанол:

$$P_{CH_3OH} = 28 \cdot 45,6 = 1276,8 \text{ руб.}$$

2. Найдем объем метанола для заправки:

$$V_{CH_3OH} = \frac{45,6}{0,7918} = 57,59 \text{ м}^3.$$

3. Определим объем заправки за один час:

$$V_q = 2 \cdot 0,033 = 0,066 \text{ м}^3.$$

4. Найдем общее время работы машины:

$$T_{CH_3OH} = \frac{57,59}{0,066} = 872,58 \text{ ч.}$$

5. Определим расходы на аренду агрегата:

$$P_{aCH_3OH} = 872,58 \cdot 2 = 1745,16 \text{ тыс. р.}$$

6. Вычислим суммарные расходы:

$$P^{CH_3OH} = 1276,8 + 1745,16 = 3021,96 \text{ тыс. р.}$$

## 6.2 Расчет экономических затрат на закачку хлорида кальция

1. Определим расходы на хлорид кальция:

$$P_{\text{CaCl}_2} = 21 \cdot 246,4 = 5174,4 \text{ тыс. руб.}$$

2. Найдем объем хлорида кальция для заправки:

$$V_{\text{CaCl}_2} = \frac{246,4}{1,335} = 184,57 \text{ м}^3.$$

3. Определим объем заправки за один час:

$$V_{\text{ч}} = 2 \cdot 0,033 = 0,066 \text{ м}^3.$$

4. Найдем общее время работы машины:

$$T_{\text{CaCl}_2} = \frac{184,57}{0,066} = 2796,50 \text{ ч.}$$

5. Определим расходы на аренду агрегата:

$$P_{\text{аCaCl}_2} = 2796,50 \cdot 2 = 5593,01 \text{ тыс. р.}$$

6. Вычислим суммарные расходы:

$$P^{\text{CaCl}_2} = 5174,4 + 5593,01 = 10767,41 \text{ тыс. р.}$$

## 6.3 Сравнение экономических затрат на применение ингибиторов.

Из расчета экономических затрат можно сказать, что затраты на применение хлорида кальция почти в 3 раза превышают затраты на применение метанола, это связано с тем, что необходимо хлорида кальция необходимо для предупреждения гидратообразования в 5 раз больше, чем метанола. Отсюда можно сделать вывод о том, что применение метанола для борьбы с гидратообразованием более экономически выгодно, чем использование хлорида кальция, несмотря на то, что оптовая цена последнего на 25% ниже.

Результаты расчета представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – результаты расчета экономических затрат на применение ингибиторов

показатель	ед. изм.	метанол	хлорид кальция
Стоимость ингибитора	тыс. руб./т	28,00	21,00
Расходы на ингибитор	тыс. руб.	1276,80	5174,40
Вес ингибитора для заправки	т	45,60	246,40
Объём ингибитора для заправки	м3	57,59	184,57
Стоимость аренда машины для заправки ингибитора	тыс. руб./ч	2,00	2,00
Расходы на аренду агрегата	тыс. руб.	1745,16	5593,01
Объём заправки за 1 час	м3	0,066	0,066
Общее время работы машины	ч	872,58	2796,50
Итого расходов	тыс. руб	3021,96	10767,41

## 7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектом исследования данной работы является Казанское месторождение. В данной работе будет рассматриваться анализ методов борьбы с гидратообразованием на Казанском месторождения. Борьба с гидратами помогает увеличить темпы отбора и повысить конечную газоотдачу разрабатываемых залежей, что является одной из основных задач при разработке газовых месторождений.

### 7.1. Производственная безопасность

При выполнении работ по интенсификации притока и повышения газоотдачи пластов Казанского месторождения возникают вредные и опасные факторы, представленные в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, при выполнении работ по борьбе с гидратообразованием [6].

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) эксплуатация и обслуживание скважин; 2) закачка химических реагентов	1) отклонение показателей климата на открытом воздухе 2) загазованность рабочей зоны, 3) недостаточная освещенность; 4) воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм; 5) повреждения в результате контакта с насекомыми	1) Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2) электрический ток; 3) пожароопасность 4) работы с оборудованием под высоким давлением	1) 4156-86 СП для нефтяной промышленности»; [1] 2) СанПиН 2.2.2.540-96; [2] 3) СанПиН 2.2.4.548-96; [3] 4) СанПиН 3.2.3215-14; [5] 5) СНиП 23-05-95; [17]

#### 7.1.1. Анализ выявленных вредных факторов

К вредным производственным факторам при проведении мероприятий по борьбе с гидратообразованием относятся:

- *отклонение показателей климата на открытом воздухе*



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

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже  $-45^{\circ}\text{C}$  даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [11].

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

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

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

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

Коллективная защита на нефтепромысле:

-сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений [11].

В теплое время года работник может подвергаться солнечному удару, который может произойти вследствие перегрева организма человека. Перегрев зачастую зависит от атмосферной температуры и скорости ветра. При температуре воздуха выше 30<sup>0</sup>С все работы прекращаются. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются, в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (солнцезащитные очки, каска)

Коллективная защита на нефтепромысле

-сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы;

- для периодического отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

- *загазованность рабочей зоны;*

При выполнении работ по борьбы с гидратами, зачастую используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия. Например, применяют такие вещества, как: хлористый кальций, метанол, триэтиленгликоль, этилкарбитол и диэтиленгликоль. Существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии от избыточно развиваемого агрегатами давления, а так же при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то что при осуществлении данного мероприятия используется до 10

наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества.

Химически токсичные вещества могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности [12] и могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином. Другими словами можно сказать, что при большой дозе воздействия на организм рабочего они могут вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что в свою очередь может привести к травме, а в более тяжелых случаях, в случае если человек потерял сознание в зоне повышенной токсичности, к летальному исходу.

Характеристика основных вредных веществ на кустах газовых скважин:

- Метан - токсичен, при недостатке кислорода в воздухе вызывает удушье. Первые признаки отравления - недомогание и головокружение. Предельно допустимая концентрация содержания метана в воздухе рабочей зоны - 7000 мг/м<sup>3</sup>. Класс опасности 4 [12].

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- противогазы, очки, защитные маски.

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- устройство вытяжной местной вентиляции;
- *недостаточная освещенность рабочей зоны;*

Рациональное освещение помещений и рабочих мест один из важнейших элементов благоприятных условий труда, улучшаются условия безопасности труда, снижается утомляемость. На месторождении освещение обеспечивает взрыво- и пожаробезопасность при освещении как помещений, так и наружных установок, где возможно образование взрыво- и пожароопасных смесей.

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создает трудности в темное время суток. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Освещение производится лампами обеспечивающими взрыво- и пожаробезопасность. Минимальная освещенность в АГЗУ составляет 75 лк [15].

- *воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека;*

В процессе проведения работ по борьбе с гидратами, возможно поступление токсичных веществ (метан, соляная кислота, плавиковая кислота, растворы щелочей) в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз. Наблюдаемые симптомы при это:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;

- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- пневмокостюм;
- очки защитные;
- резиновые перчатки;

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне.
- *повреждения, наносимые насекомыми;*

Из-за работ проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [5]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

### **7.1.2. Анализ выявленных опасных факторов**

К опасным производственным факторам при борьбе с гидратами относятся:

- *Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;*

При проведении работ используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [16] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку

пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [17].

- *электрический ток*

На Казанском месторождении используется осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промысловых объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) для приводов УЭЦН и бригадного хозяйства по ремонту скважин. Токопроводящими проводниками для осветительной сети являются токоизолирующие проводники типа полихлорвиниловой изоляции необходимого сечения –  $4 \times 1,5$ .

На месторождении используются следующие средства защиты людей:

- обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи, камеры);
- индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);
- заземление.

Методы защиты от статического электричества следующие:

- замена горючих средств менее горючими;
- изменение способности горючих веществ к электризации (антистатические присадки);
- вынос объектов, опасных по генерированию статического электричества, за пределы производственных помещений, в которых могут образоваться пожаро- и взрывоопасные смеси паров и газов [8].

Электротравмы возникают при контакте с токоведущими частями (случайное прикосновение к одной или двум фазам), при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нетоковедущих металлоконструкциях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов или около заземлителей (поражение шаговым напряжением).

Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители, последние забиваются в грунт вертикально через 3 м. друг от друга и обычно имеют длину 3 м. и диаметр 5 см.

- *пожаровзрывобезопасность*

Одной из особенностей пожара на промысле, является горение паровоздушных смесей углеводородов, и как следствие образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- осколки;
- движущиеся части разрушившихся аппаратов;
- электрический ток;
- взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

Противопожарные мероприятия технологической части проекта выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

- СНиП 2.01.02–85 «Противопожарные нормы»;
- СНиП 2.09.07–85 «Производственные помещения»;
- ГОСТ 12.1.004–76 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- НПБ 105–03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности».

Пожарный инвентарь:

- 1) монопомпы;

2) огнетушители (ОП – 50, ОХП – 10, ОХ 13П – 10, ОПШ – 10, углекислотные);

3) пеногенератор ( ГПС – 200, ГПС – 600);

4) рукава с гайками и без гаек;

5) запас воды;

6) пожарные щиты;

7) ящики с песком;

8) кошма, вёдра, лопаты.

При проведении работ по борьбе с гидратами к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра [10].

#### *Правила хранения взрывоопасных веществ*

При хранении следует принимать меры против загрязнения взрывоопасных веществ пылью, которая может служить причиной взрыва. Хранение производить в хорошо закупоренных стеклянных или металлических сосудах в прохладном темном месте. Переносить эти вещества можно вдвоем в клетках или корзинах с исправными ручками захвата. Корзины с большими бутылками (более 20 кг) перемещают только на тележках. Не допускается совместное хранение с кислотами, щелочами, серной и азотной кислотами, с древесиной и прочими веществами органического происхождения.

Хранение и обращение с кислородными баллонами должно осуществляться в строгом соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, утвержденными Ростехнадзором.

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности, для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), она составляет 5% величины нижнего концентрационного предела распространения пламени. ПДВК имеет большое значение при оценке степени



риска при проведении различного вида работ, связанных с выделением горючих паров и газов. Значения ПДВК некоторых веществ представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Значения ПДВК некоторых веществ [18].

Наименование веществ	ПДВК	
	% об.	Мг/м <sup>3</sup>
Нефть (фр. 20-200)	0,07	2100
Метан	0,25	1650
Этан	0,15	1800
Пропан	0,11	1900
Бутан	0,09	2250
Гексан	0,06	2100
Бензол	0,07	2250
Метанол	0,3	4600
Этиловый спирт	0,18	3400
Толуол	0,07	2500
Окись углерода	0,63	3700
Дихлорэтан	0,31	12600
Водород	0,21	185
Бензин-растворитель	0,04	1630
Сероводород	0,22	3000

- *работы с оборудованием под высоким давлением*

Оборудование, работающее под давлением 0,07 МПа и выше, должно эксплуатироваться в соответствии с “Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением“ Запрещается подключать скважину к установке подготовки газа если система не находится под давлением равном давлению в газовом сепараторе. Для предупреждения фонтанирования газовой скважину в процессе бурения обвязка устья включает противовыбросовое оборудование - превентор. Для обслуживания верхней части фонтанной арматуры (осмотр, смена штуцеров, исследование скважины) сооружается металлическая площадка с рифленным полом, лестницей с перилами, обеспечивая удобное и безопасное ведение работ в любом месте фонтанной арматуры. При появлении первых признаков газопроявления, при проведении электрических или перфорационных работ, в скважине необходимо прекратить

ведение работ. Поднять оборудование на поверхность. В случае необходимости обрубить кабель. Закрыть противовыбросовую задвижку. Установить непрерывное наблюдение за давлением в межтрубном и трубном пространстве [9].

При фонтанировании газом или газоконденсатом, при отсутствии технических возможностей по закрытию устья скважины, немедленно прекратить все работы в загазованной зоне. Остановить двигатель внутреннего сгорания, потушить свет. Запретить пользоваться стальным инструментом, курение и другие действия, ведущие к возникновению искр. Удалить людей в безопасное место, выставить посты и запретить движение транспорта и людей на прилегающих к фонтану дорогах. Для предотвращения загорания фонтана вводить в фонтанную струю и на металлоконструкции максимально-возможное количество водяных струй.

На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол, ДЭГ, соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу по ГОСТ 12532-88.

## **7.2 Экологическая безопасность**

При проведении работ по борьбе с гидратообразованием, с использованием метанольных установок, мы можем наблюдать вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

### **7.2.1 Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Источниками возможного выделения в атмосферу загрязняющих веществ (ЗВ) при добыче, сборе и внутрипромысловом транспорте нефти, газа и конденсата являются: устьевая противовыбросовая арматура скважин, свечи, нефтегазосборные сети; при подготовке газа - технологическое оборудование, факелы, котельные, трубопроводы.

Как показывает опыт эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений, основными источниками загрязнения атмосферы является оборудование основного технологического процесса, котельные, стоянки тракторной и автомобильной техники. На месторождениях с сопоставимыми запасами выбросы вредных веществ от объектов промысла создают повышенные концентрации загрязняющих веществ на площадке промысла и в непосредственной близости от нее. Рассеивание вредных примесей обеспечивается гарантированно в пределах лицензионного участка месторождения и не опасно для окружающей среды. Рассеиванию вредных примесей в атмосфере способствует рассредоточенное расположение кустов скважин и нефтегазосборных сетей по значительной территории, равнинный рельеф местности.

Поступление загрязняющих веществ в атмосферу будет регулироваться в соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-18 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления предельно допустимых сбросов» нормативами ПДВ. Их расчет будет осуществляться с учетом требований, изложенных в ОНД-86 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий». Результаты подобных расчетов позволят подобрать оптимальные параметры газоотводного и газоочистного оборудования, обеспечивающего соблюдение необходимых нормативов. Последние перед введением в действие источников загрязнения воздушной среды будут утверждены (согласованы) в местных природоохранных органах.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух достигается:

- полной герметизацией всего технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сбросом газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- откачкой нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- утилизацией попутного нефтяного газа на нужды промысла.

На случай опасного превышения давления в технологических аппаратах и трубопроводах они оснащаются автоматическими системами управления клапанами и задвижками, которые обеспечивают отключение отдельных установок и участков трубопроводов в предаварийных ситуациях [7].

### **7.2.2 Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения**

При освоении месторождения негативное воздействие на названные водные объекты возможно при строительстве автодорог, устройстве подводных переходов, строительстве и эксплуатации площадных объектов и скважин.

Воздействие на болота наиболее значимо может проявляться в нарушении режима поверхностного стока болотных вод при строительстве площадных объектов и дорог, в результате которого возникают участки застоя вод и подтопления.

Нарушения поверхностного стока предупреждаются учетом естественного рельефа и направлений стекания поверхностных вод при

размещении техногенных объектов, устройством искусственного дренажа и водопропускных сооружений

Другим существенным фактором воздействия на названные водоемы может стать загрязнение вод чужеродными веществами, используемыми на технологических объектах. Наиболее вероятными загрязнителями при освоении месторождения являются взвешенные вещества, компоненты буровых растворов, хлорид-ион, нефтепродукты, метанол.

При обустройстве и эксплуатации месторождения будут образовываться стоки:

- жидкие отходы бурения;
- производственно-дождевые;
- хозяйственно-бытовые.

В целях обеспечения экологической безопасности и предотвращения загрязнения охраны окружающей среды стоки будут очищаться на специально построенных КОС до установленных нормативов, и закачиваться в поглощающие скважины. В качестве поглощающих будут использоваться специально построенные для закачки стоков две скважины, пробуренные в районе размещения УКПГ. В качестве поглощающего горизонта рекомендуется использовать водоносные пласты сеноман-аптского возраста, однако этот вопрос требует специальных гидрогеохимических изысканий и исследований совместимости промстоков и пластовых вод. Указанные изыскания и исследования должны завершиться составлением и согласованием проекта подземного захоронения промстоков (РД 51-31323949-48-2000).

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают:

- размещение объектов с учетом водоохраных зон;
- ограничения, предусмотренные для водоохраных зон;
- организацию ЗСО вокруг водозабора и СЗЗ вокруг полигонов захоронения стоков;
- полную герметизацию оборудования и трубопроводов;

- минимизацию потребления свежей воды и контроль за ее расходом;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;
- расположение линейных объектов по возможности вблизи линии водораздела;
- расположение створов переходов трубопроводов через водные преграды по нормали или под небольшим углом к направлению долины на прямолинейных или слабоизогнутых участках с минимальным числом стариц, болот и озер;
- сбор и отвод поверхностных и грунтовых вод, исключая их сток по траншеям трубопроводов;
- закрепление трубопроводов на переходах через реки, ручьи и болота;
- закрепление текучепластичных грунтов на болотах I и II типов неткаными синтетическими материалами;
- устройство водопропускных сооружений;
- повышенный запас прочности трубопроводов в местах пересечения ими водотоков;
- очистку и подземное захоронение сточных вод стационарных объектов;
- возврат промывной воды в голову сооружения водоподготовки;
- проведение работ на водоемах в период низкой воды (зимой),
- отвод воды, используемой для очистки и испытания трубопроводов, в специально подготовленные водоемы, не связанные с системой местных водотоков [7].

### **7.2.3 Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения**

Негативное воздействие на земли при разработке месторождения оказывается при изъятии земель под объекты промысла, механическим

нарушением почв, при строительстве объектов и химическим загрязнением земель при авариях.

На землях краткосрочного пользования происходит сведение древесных насаждений (трансформация растительных сообществ), нарушение почвенного покрова.

На землях долгосрочного пользования происходит уничтожение растительных сообществ и почвенного покрова. Восстановление их возможно только после ликвидации объектов.

При освоении нефтегазоконденсатных месторождений воздействие на земли происходит в результате:

- изъятия земель из существующей структуры землепользования при размещении объектов обустройства;
- подтоплении земель в результате нарушения режима поверхностного стока;
- загрязнении почв технологическими жидкостями и отходами производства и потребления.

В целях охраны и рационального использования земель при освоении Казанского месторождения предусматривается:

- изъятие земель для размещения объектов по минимально допустимым нормам отвода;
- строительство скважин группами («кустами») на общих технологических площадках и прокладка трубопроводов, ЛЭП и автодорог в едином коридоре коммуникаций;
- использование в технологическом процессе объектов, расположенных за пределами лицензионного участка и обслуживающих одновременно два и более промысла (установки подготовки нефти и газа, вертолетные площадки, вахтовые поселки и т.д.);
- размещение объектов обустройства месторождения в наименее ценных типах экосистем (с учетом других экологических ограничений);

- проведение строительных работ в осенне-зимний период, при промерзании верхнего слоя почв;
- снятие плодородного слоя почв перед строительством объектов на отводимых участках и использование его для рекультивации земель по окончании строительства;
- строительство водопропускных сооружений;
- герметизация основных технологических процессов;
- соблюдение правил обращения с токсичными веществами, размещение реагентов и ГСМ в подготовленных складах, отходов - на специально построенных полигонах;
- создание обваловки вокруг технологических площадок, представляющих особую опасность для окружающей среды (кустовые площадки, шламовые амбары, склады ГСМ) [7].

### **7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения;
- лесные и торфяные пожары;
- ураганы;
- метели и снежные заносы.

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности.



Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;
- Заводские дефекты;
- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- Нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;
- При возникновении открытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- 1) перечень возможных аварий на объекте;
- 2) способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- 3) действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- 4) список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- 5) способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- 6) список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- 7) список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- 8) акты испытания СИЗ, связи, заземления
- 9) график и схему по отбору проб газовой среды;
- 10) технологическая схема объекта;
- 11) годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия

по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

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

### **7.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.**

Казанское месторождение расположено в Парабельском районе Томской области. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ОАО «Томскгазпром» осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302) [4], лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы у работодателей устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

- обеспечение СИЗ.

- выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка) [4].

#### **7.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия. Рабочее место состоит из следующих элементов:

- кустовые площадки, установки УПН;
- основного оборудования;
- приспособлений для безопасности и удобства работы (перила лестничного марша и рабочих площадок, освещение во взрывозащищенном исполнении).

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса.

Процессу труда работника, независимого от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Таким образом, задачей организации труда в области организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающей высокую производительность и благоприятные условия труда.

## Заключение

Эксплуатация Казанского нефтегазоконденсатного месторождения производится в условиях Крайнего Севера, что способствует образованию гидратов, способных вызвать осложнения от уменьшения поперечного сечения трубопроводов вплоть до остановки оборудования и его разрушения.

Применение технических и физических методов гидратообразования не рассматривались в силу их узкой специализации и сложности их применения.

Для предупреждения гидратообразования на Казанском месторождении был рассмотрен метод ингибирования метанолом ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) и хлоридом кальция ( $\text{CaCl}_2$ ).

Расчет количества ингибитора необходимого для предупреждения гидратообразования показал, что метанола, в условиях Казанского, требуется в 5 раз меньше, чем хлорида кальция.

Несмотря на плюсы использования хлорида кальция (дешевизна, простота использования, нетоксичность) применение их на Казанском месторождении невозможно в силу климатических условий и высокой коррозионной активности раствора, которая может усиливается минерализованной водой.

Несмотря на токсичность и пожаровзрывоопасность использования метанола в качестве ингибитора гидратообразования, он рекомендован к применению на Казанском месторождении так как обладает высокой антигидратной активностью (не зависящей от температуры), некоррозионностью, наличием простых технологических схем использования и захоронения отходов, достаточно низкой стоимостью и широким предложением на рынке.

Из расчета экономических затрат можно сказать, что применение метанола для борьбы с гидратообразованием более экономически выгодно, чем использование хлорида кальция.

## Список литературы:

1. 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»;
2. СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ»;
3. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"
4. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ, по состоянию на 01.03.2006г.
5. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации"
6. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 11 с.
7. Технологическая схема разработки Казанского НГКМ по состоянию на 01.01.2011.
8. ГОСТ 12.4.124 Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
9. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные.
10. "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. N 101
11. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
12. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03: утверждены Главным государственным санитарным врачом Р Ф 27 апреля 2003 г // Постановление о введении –2003. – 30 апреля. – 201 с.



15. СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение»
16. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
17. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 26460-85. Продукты разделения воздуха. Газы. Криопродукты.
19. Дегтярев, Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в Северных районах / Б.В. Дегтярев, Э.Б. Бухгалтер. – Москва: Недра, 1976, с.198
20. Истомин, В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2004, с.252
21. Чухарева, Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации трубопроводов. Расчет необходимого количества ингибиторов для предотвращения загидрачивания: методические указания к выполнению практических работ / Н.В. Чухарева. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2010. – 30 с.
22. Дж. Кэрролл. Гидраты природного газа / Пер. с англ. — М.: Издательство «Технопресс», 2007. — 316 с
23. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа и нефти. – М.: ВНИИЭГазпром, 1990, 214с.