

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Комплексный подход к методам борьбы с гидратообразованием на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)</b>

УДК 622.279.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б73Т	Епифанов Александр Васильевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Юрий Митрофанович	Д.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9)  ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	и технологической документации в области нефтегазового дела	
Р7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
Р8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
Р9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Елифанову Александру Васильевичу

Тема работы:

<b>«Комплексный подход к методам борьбы с гидратообразованием на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технологической информации по Казанскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Основные факторы и механизмы гидратообразования, технологии предотвращения и методы борьбы с гидратами, анализ методов, применяемых на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Общие сведения о гидратах в	Доцент ОНД

газовых скважинах, причины образования и способы предупреждения и борьбы с ними»	Цибульникова Маргарита Радиевна
«Комплексный подход к методам борьбы с гидратообразованием на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении»	Доцент ОНД Цибульникова Маргарита Радиевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ Клемашева Елена Игоревна
«Социальная ответственность»	Профессор ТПУ Федорчук Юрий Митрофанович

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Епифанову Александру Васильевичу		

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования Бакалавриат  
 Отделение нефтегазовое дело  
 Период выполнения весенний семестр 2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Обзор литературы по заданной тематике	15
	Комплексный подход к методам борьбы с гидратообразованием на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении	25
	Техническая часть	25
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

**Консультант (при наличии)**

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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



## Оглавление

Введение.....	13
1 Теоретические подходы к выбору методов борьбы с гидратообразованием ..	14
1.1 Общая характеристика гидратов природных газов .....	14
1.2 Основные методы борьбы с гидратообразованием .....	17
1.3 Ингибиторы гидратообразования.....	18
1.3.1 Термодинамические ингибиторы гидратообразования .....	18
1.3.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования .....	19
1.4 Ингибиторы гидратоотложения.....	20
2 Характеристика и геолого-технологические условия разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.....	21
2.1 Краткая характеристика и геологическое строение .....	21
2.2 Нефтегазоносность месторождения .....	30
2.3 Состояние разработки Казанского месторождения.....	36
2.4 Состояние фонда скважин.....	40
2.5 Физико – химические свойства пластовых жидкостей и газов .....	41
3 Методы для предупреждения и ликвидации гидратов на Казанском месторождении на основании проведённых расчётов .....	47
3.1 Условия образования гидратов на Казанском месторождении.....	47
3.2 Методы борьбы с гидратообразованием, применяемые на Казанском месторождении .....	50
3.3 Расчёт количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения гидратообразования.....	54
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	60
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	60
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....	61
4.2 SWOT - анализ.....	63
4.3 Планирование научно-исследовательских работ .....	64
4.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	69
4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ .....	69
4.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.....	70
4.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	71
4.4.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	73
4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды .....	74
4.4.7 Накладные расходы.....	75
4.4.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы .....	76
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования .....	77

4.5.1	Определение экономической эффективности.....	77
4.5.2	Расчёт экономических затрат на закачку.....	78
4.5.3	Расчёт экономических затрат на закачку хлорида кальция.....	78
4.5.4	Сравнение экономических затрат на применение ингибиторов .....	79
5	Социальная ответственность .....	84
5.1.	Производственная безопасность.....	84
5.1.1.	Отклонение показателей микроклимата в помещении .....	84
5.1.2.	Превышение уровней шума .....	86
5.1.3.	Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	86
5.1.4.	Поражение электрическим током.....	88
5.1.5.	Пожарная опасность .....	90
5.2.	Экологическая безопасность.....	92
5.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94
5.4.	Перечень нормативно-технической документации.....	95
	Заключение .....	97
	Список используемых источников.....	99

## **Список сокращений**

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

КИН – коэффициент извлечения нефти

КИК – коэффициент извлечения конденсата

ГШ – газовая шапка

СИЗ – средства индивидуальной защиты

СКЗ – средства коллективной защиты

ШДР – штуцер дискретный регулирующий

ЦА – цементировочный агрегат

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПАВ – поверхностно активные вещества

ГНК – газонефтяной контакт

ВНК – водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважин

ППД – поддержание пластового давления

УВ – углеводородный

УДМ – установка дозирования метанола

НД – насос дозирующий

БПМ – блок подачи метанола

АДПМ – агрегат депарафинизации передвижной модернизированный

ЛВЖ – легковоспламеняемые жидкости

ПДК – предельно допустимая концентрация

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 15 рисунков, 29 таблиц, 15 источников.

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

Объектом исследования является Казанское нефтегазоконденсатное месторождение.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор наиболее эффективного метода для предупреждения и ликвидации гидратообразования на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении. Которые оседают на стенках скважины, уменьшают проходное отверстие и снижают пропускную способность. А также, в единичных случаях могут образовываться в устьевом оборудовании, тем самым противодействуют нормальной работе оборудования.

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

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: Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на территории Томской области.

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

## **Введение**

Актуальность работы заключается в том, что месторождение располагается в районах крайнего севера, что способствует гидратообразованию. Которые нарушают работу технологического оборудования и оседают на стенках газопровода, уменьшая проходной диаметр трубы и тем самым осложняют процесс добычи природного газа.

В данной выпускной квалификационной работе производится анализ комплексного подхода к методам борьбы с гидратообразованиями на Казанском месторождении. Казанское нефтегазоконденсатное месторождение было открыто в 1969 году, и находится в промышленной разработке с 2008 года.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор наиболее эффективного метода для предупреждения и ликвидации гидратообразования на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

В соответствии с целью поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть теоретические подходы к выбору методов борьбы с гидратообразованием.
2. Изучить характеристику и геолого-технологические условия разработки месторождения.
3. Выбрать метод для предупреждения и ликвидации гидратов на месторождении на основании проведенных расчетов.
4. Экономически обосновать выбранный метод для борьбы гидратообразованием.

Объектом исследования является Казанское месторождение, предметом исследования является процесс эксплуатации газовой скважины в условиях гидратообразования.

# **1 Теоретические подходы к выбору методов борьбы с гидратообразованием**

## **1.1 Общая характеристика гидратов природных газов**

Добыча природного газа происходит только способом фонтанной эксплуатации скважин. Эксплуатацию скважин, как правило, ведут через подъёмные трубы, но при значительных дебитах и отсутствии в газе твёрдых примесей или агрессивных компонентов скважины во многих случаях одновременно эксплуатируются через подъёмные трубы и затрубное пространство.

Работа газовой скважины контролируется путём соответствующих замеров, регистрацией рабочих параметров и анализом результатов периодических исследований.

Нарушение условий, влияющих на установление технологического режима работы газовых скважин, или невозможность их учета в полной мере приводит к различным осложнениям при эксплуатации.

Гидраты углеводородных газов — это неустойчивые соединения, в составе которых находится вода. Так, например, существует класс неорганических соединений, называемых «твёрдыми гидратами». Которые представляют собой твердые вещества с ионным типом связей, в которых ионы окружены молекулами воды и образуют твердое кристаллическое тело.

Образовавшиеся гидратные пробки могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств. Часто вследствие образования гидратов выходят из строя штуцера и регуляторы давления, дросселирования газа в которых сопровождается резким понижением температуры.

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 температуры + 20– 25<sup>0</sup>С, но типичные температуры существования – ниже +15 – 20<sup>0</sup>С.

Гидраты по структуре представлены каркасом, решеткой, в которой имеются полости, в данные полости внедряются молекулы газа, и связываются Ван-дер вальсовыми 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  $p_k'$  называют, верхней и нижней критическими точками гидратообразования. Таким образом, при установке одного какого – нибудь параметра, например, давления, можно однозначно определить другой – температуру.

Одним из самых важных свойств гидратов является: давление разложения при температуре 0<sup>0</sup>C ( $p_T=0$ ), температура разложения при абсолютном давлении 1 атм ( $T_{p=1}$ ), теплота образования гидратов из газа и жидкости 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 1.

Таблица 1 – Характеристики индивидуальных газов

Компонент	$p_T=0, \text{атм}$	$T_{p=1}, ^\circ\text{C}$	$T_{кр}, ^\circ\text{C}$	$P_{кр}, \text{атм}$	$\Delta H_1,$ 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

Газогидраты 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, в обратном клапане в случае отдельной добычи нефти и газа из одной скважины, тем самым противодействуют нормальной работе оборудования.

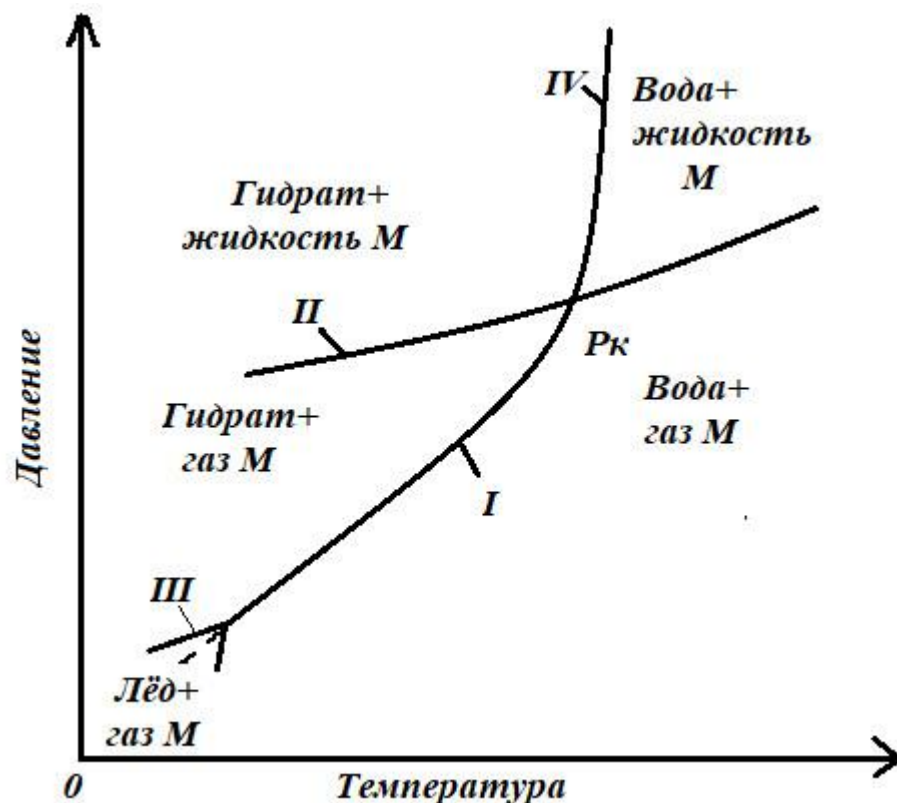


Рисунок 1 – Принципиальная диаграмма фазовых состояний системы газ-гидрат

Условия необходимые для образования гидрата:



1. Соответствие нормы воды (количество воды не должно превышать нормы или быть в недостатке);
2. Благоприятные термобарические условия, т.е. для образования гидратов необходимо сочетание низкой температуры и высокого давления;
3. Наличие веществ, образующих гидрат (этан, метан, двуокись углерода и др.).

## 1.2 Основные методы борьбы с гидратообразованием

Классификация основных методов борьбы с гидратообразованиями (рис.2):

1. Химические ингибиторы подразделяются на:
  - ингибиторы гидратообразования (кинетические и термодинамические);
  - ингибиторы гидратоотложения (многофазный транспорт продукции газоконденсатных и газонефтяных скважин в режиме образования гидратов).
2. Технологические заключаются в поддержании безгидратных режимов.
3. Физические:
  - механические;
  - тепловые;
  - физические поля – акустические, СВЧ.



Рисунок 2 – Классификация основных методов борьбы с техногенными гидратообразованиями

Суть физического метода заключается в механическом удалении либо путём скребкования гидратообразований, либо путём нагрева участка с гидратом.

Технологический метод заключается в том, что не допускается возникновение термобарических условий гидратообразования благодаря контролю технологического процесса, но в некоторых случаях это представляется невозможным. Например, когда происходит гидратообразование при освоении и вызове притока скважины.

К сожалению, физические и технологические методы не нашли своего применения в практике, в отличие от ингибиторов. Именно поэтому далее будем рассматривать более подробно химические методы.

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

Выделяют три класса ингибиторов гидратообразования:

1. Реагенты – замедляют рост газогидратных агломератов путём блокировки водной фазы, предотвращая контакт газ, вода;

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

3. Термодинамические ингибиторы – это вещества, которые изменяют активность воды, благодаря чему происходит сдвиг трехфазного равновесия «газ-водная фаза-газовые гидраты» в сторону низких температур. К ним можно отнести алифатические спирты, водные растворимые неорганические соли и др.

### **1.3 Ингибиторы гидратообразования**

#### **1.3.1 Термодинамические ингибиторы гидратообразования**

В настоящее время существует несколько видов термодинамических ингибиторов:

А) Антигидратные реагенты на базе гликолей

Наибольшее применение находит диэтиленгликоль, который используется при осушке газа, как и абсорбент. Диэтиленгликоль – эффективный ингибитор гидратообразования. Основным достоинством является малая растворимость в газовой фазе. Основными недостатками являются: высокая стоимость, а также технологические сложности при разделении эмульсии диэтиленгликоля с нестабильным конденсатом, высокая температура кристаллизации, что осложняет использование в северных условиях. Для того чтобы снизить стоимость состава были разработаны ингибиторы, в составе которых большое количество различных гликолей, такие как этиленгликоль, полигликоль и др. Наилучшее применение ввиду свойств данных ингибиторов они находят на стадиях осушки и охлаждения газа. [20]

#### Б) Водные растворы электролитов

В большинстве случаев используется водный раствор KCl 25%. Основное преимущество данных ингибиторов - высокая антигидратная активность, дешевизна технических сортов, простота приготовления раствора, нетактичность. Основным недостатком является то, что очень высока коррозионная активность, возможность выпадения осадка при смешивании с пластовой минерализованной водой. Такие ингибиторы могут использоваться на небольших месторождениях средней и южной полосы России.

#### **1.3.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования**

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

- сокращение затрат; более высокий уровень экологичности;
- возможность переоборудования существующих систем ввода метанола.

Применение кинетических ингибиторов в России ограничено следующим:

- недостаточная надежность подхода ингибирования;
- совместимость с пластовой минерализованной водой;
- температура замерзания очень близка к 0, что ограничивает применение в условиях крайнего севера;

- ограничения на вязкость раствора, именно поэтому концентрация не должна превышать 2%.

#### **1.4 Ингибиторы гидратоотложения**

К данному виду ингибиторов относятся антигидратные составы, которые препятствуют отложению гидратов. Такие методы очень близки к методам борьбы с соле- и парафиноотложениями. Основным принципом действия агентов заключается в “блокировке” водной фазы в потоке, что тем самым резко уменьшает рост гидратных частиц.

Если рассматривать химический состав, то смесь ингибиторов включает в себя поверхностно-активные вещества и диэтиленгликоль. ПАВ представлены метил- и этиленгликонатом натрия. При применении данных ингибиторов есть риск пенообразования, что может привести к интенсификации процесса гидратообразования.

## **2 Характеристика и геолого-технологические условия разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения**

### **2.1 Краткая характеристика и геологическое строение**

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение находится в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа (рис. 3). Административно месторождение расположено в Парабельском районе. Участок работ принадлежит 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 варьируются в пределах + 120 – + 140 м. Земли располагаются в ведении Пудинского лесного хозяйства. Поиски нефти в этом регионе начаты в 1963 г.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1967 году, расположено в нескольких десятках километров южнее с. Пудино и приурочено к локальному одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1966 г. Дорожной сети в данном районе нет. Речная сеть в представлена рекой Чузик и её первыми притоками – Большой и малой Казанской. Судоходная река Чузик до с. Пудино для мелких барж. В зимнее время грузы перемещаются наземным транспортом, авиационным круглогодично.

Климат района характеризуется резкими перепадами годовых и суточных температур и пониженным количеством осадков. Температура варьируется от минус 45-50 °С зимой и до плюс 35 °С летом. Больше всего осадков выпадает осенью и зимой. По количеству осадков область месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое

количество осадков варьируется в пределах 450-550 мм. Продолжительность устойчивого снежного покрова определяет срок использования зимних дорог.

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



Рисунок 3 - 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.

Осадочные отложения Казанского месторождения представлены мощной толщей песчано-глинистых терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, которые со стратиграфическим несогласием залегают на метаморфизованных породах палеозойского фундамента. Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского месторождения представлена в таблице 2.

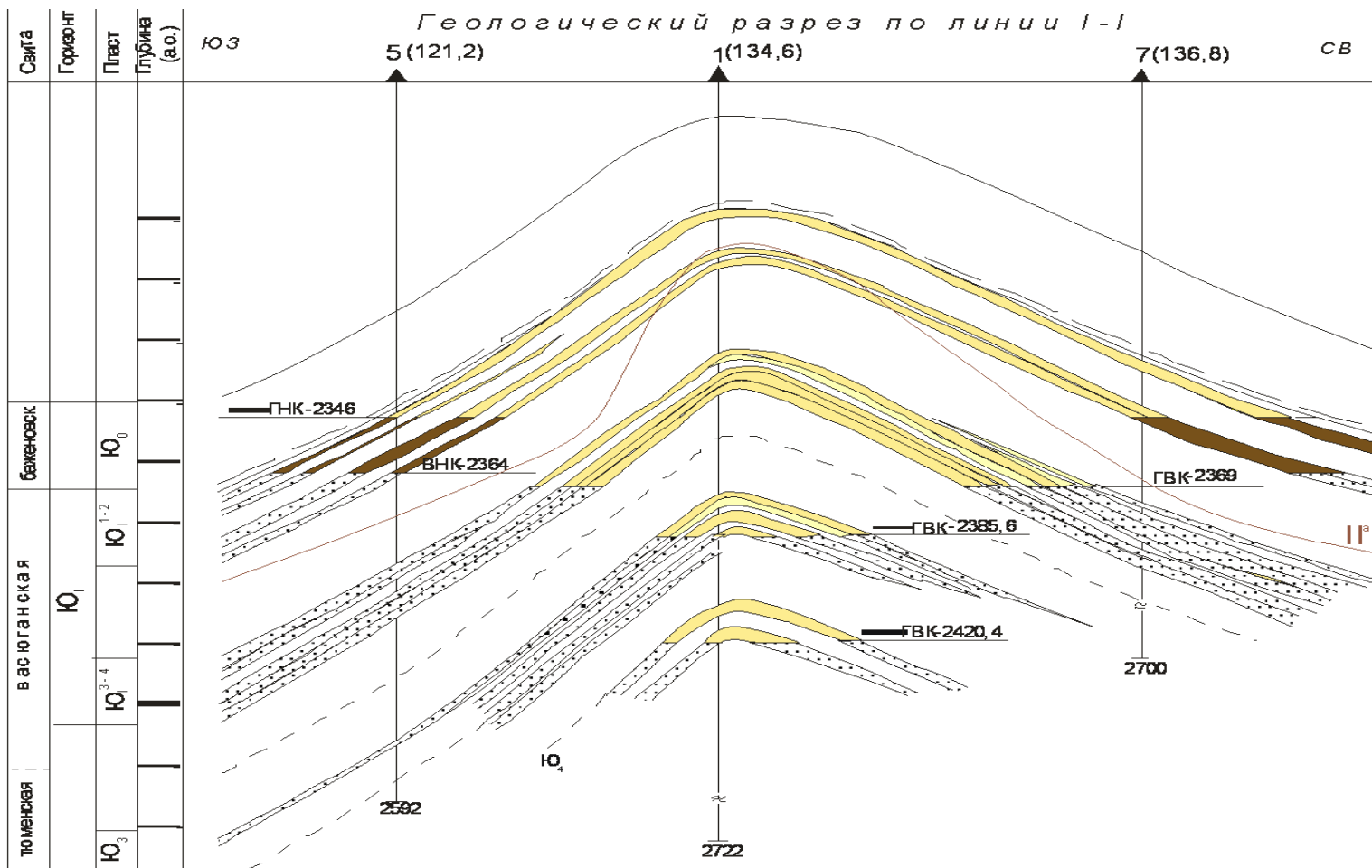


Рисунок 4 – Геологический разрез Казанского нефтегазоконденсатного месторождения по линии I-I



Таблица 2 - Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского месторождения

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Мощность горизонта, м	Литологическое описание
От (верх)	до (низ)	название		
1	2	3	4	5
0	30	Четвертичные отложения	30	Почвенно-растительный слой, глины, суглинки
30	125	Некрасовская серия	95	Пески, глины
125	170	Чеганская свита	45	Глины, пески
170	260	Люлинворская свита	90	Глины
260	285	Талицкая свита	25	Алевролиты глины
285	365	Ганькинская свита	80	Мергели, глины
365	415	Славгородская свита	50	Глины
415	560	Ипатовская свита	145	Песчаники, глины, алевролиты
560	575	Кузнецовская свита	15	Глины
575	1440	Покурская свита	865	Песчаники, глины, алевролиты
1440	2130	Киялинская свита	690	Глины, песчаники, глины, алевролиты
2130	2215	Тарская свита	85	Песчаники, аргиллиты, алевролиты
2215	2455	Куломзинская свита	240	Аргиллиты, песчаники, алевролиты
2455	2480	Баженовская свита	25	Аргиллиты
2480	2485	Георгиевская свита	5	Аргиллиты
2485	2560	Васюганская свита	75	Песчаники, аргиллиты, алевролиты

Первооткрывательницей промышленного скопления углеводородов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении является скважина № 1, которая была пробурена в наиболее приподнятой части структуры. При опробовании пластов Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>3</sub> тюменской свиты дебиты составили соответственно Q<sub>г</sub>=33 тыс. м<sup>3</sup>/сут, Q<sub>к</sub>=1,88 м<sup>3</sup>/сут и Q<sub>г</sub>=38,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут, Q<sub>к</sub>=2,4 м<sup>3</sup>/сут. Испытание вышележащих пластов Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3а</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> васюганской свиты проводилось совместно: ΣQ<sub>г</sub>=331,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут, ΣQ<sub>к</sub>=43 м<sup>3</sup>/сут. В скважине № 2 при опробовании пласта Ю<sub>3</sub> притока получено не было, а из пласта Ю<sub>4</sub> дебит пластовой воды составил 2,7 т м<sup>3</sup>/сут. Все остальные скважины, при вскрытии пластов Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> тюменской свиты попали в законтурное пространство и опробование в них не проводилось. В связи с недостаточной изученностью пластов Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> положение ГВК в них принято условно по нижним дырам перфорации на а. о., соответственно, – 2385,6 м и 2420,4 м. Таким образом, на 01.09.69 г., когда проводился подсчет запасов углеводородов по Казанскому месторождению, балансовые запасы свободного газа и конденсата категории С<sub>2</sub> по пластам Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> составили соответственно 534,28 млн. м<sup>3</sup>, 36,6 тыс. т и 236,14 млн. м<sup>3</sup>, 16,2 тыс. т.

Продуктивность пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> (пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> по новой индексации) васюганской свиты была доказана в скважинах №1 и №3. Причем в скв. №3 при совместном испытании интервалов пород с абсолютными отметками 2353,4–2360,4 м, 2361,4–2367,4 м и 2367,4–2374,9 м на 10 мм штуцере дебиты составили Q<sub>г</sub>=200 тыс. м<sup>3</sup>/сут, Q<sub>к</sub>=16 м<sup>3</sup>/сут, Q<sub>в</sub>=4,84 м<sup>3</sup>/сут, что позволило с привлечением данных промыслово-геофизических исследований провести газовой контактной на абсолютной отметке – 2369 м. Остальные скважины вскрыли пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> в законтурной зоне.

В силу данного обстоятельства, на 01.09.69 г. запасы газа категории С<sub>1</sub> по пласту Ю<sub>2</sub> (пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> по новой индексации) составили 6729,91 млн. м<sup>3</sup>, а запасы конденсата категории С<sub>1</sub> – 461 тыс. т. Как единый эксплуатационный объект пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> рассматривается, в частности, потому, что в скв. № 2 толщина аргиллито-алевролитовой перемишки между этими двумя пластами не

превышает одного метра, а в скважине № 7, хотя на каротажных диаграммах визуально эту перемычку выделить можно представлена породами, которые флюидоупором считать никак нельзя.

Продуктивные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> васюганской свиты в 1969 году тоже рассматривались, как единый пласт ЮИ, который характеризовался не только наличием скопления газа и конденсата, но и имел нефтяную оторочку толщиной в 18 м. Газ и конденсат были получены в скважинах № 1, 2, 3, 7. Скважина № 4 не опробовалась, так как, согласно интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), считалось, что вскрытые скважиной породы васюганской свиты водонасыщены, начиная с абсолютной отметки (а. о.) - 2364 м. При проведении опробования пласта ЮИ (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по новой индексации) в скв. № 8 притоков получено не было. В скважине № 5 был опробован интервал пород на глубине 2462–2472 м с а. о. – 2340,8–2350,8 м. Была получена безводная нефть дебитом 3,5 м<sup>3</sup>/сут. Приток нефти сопровождался неравномерным пульсационным выделением газа, дебит которого не замерялся. На этом основании был сделан вывод о том, что скважина вскрыла два песчаных пласта – один содержит газ (глубина 2464,2–2466,2 м, а. о. - 2343–2345 м), второй – нефть (глубина 2468,7–2469,6 м, а. о. - 2347,5–2348,4 м). Затем совместно с первым интервалом был опробован следующий (глубина 2472–2480 м, а. о. - 2350,8–2358,8 м). Снова был получен дебит безводной нефти равный 4,8 м<sup>3</sup>/сут. Величина пульсационного выделения газа визуалью не изменилась. На основании результатов испытания скважины было сделано предположение, что газонефтяной контакт должен находиться между двумя верхними продуктивными песчаными пропластками, содержащими один газ, а другой – нефть в интервале глубин 2465,2–2468,4 м (а. о. - 2344–2347,2 м). При испытании пласта ЮИ (Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) которое проводилось в скважине № 2 в интервале глубин 2475–2488 м (а. о. - 2339,7–2352,7 м), было получено 0,08 м<sup>3</sup>/сут нефти и небольшое количество газа, дебит которого не замерялся. При испытании пласта ЮИ (Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) в скважине № 7 в интервале глубин 2482–2488 м (а. о. - 2345,2–2351,2 м) получен фонтан газа дебитом 28,4 т. м<sup>3</sup>/сут

и конденсат дебитом 88,7 м<sup>3</sup>/сут. Конденсат имел темный цвет в отличие от прозрачного и светлого конденсата в других скважинах, из чего был сделан вывод, что конденсат смешан с нефтью, а, следовательно, газонефтяной контакт (ГНК) должен располагаться чуть ниже а. о. - 2345,2 м, но не ниже а. о. - 2347,2 м, принимая во внимание результаты испытания в скважине № 5. Таким образом, положение газонефтяного контакта было условно принято на абсолютной отметке - 2346 м. Так как ни в одной из скважин, пробуренных на Казанской структуре, в пласте ЮI (Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) вода получена не была, то положение водонефтяного контакта (ВНК) тоже принималось условно, согласно результатам ГИС в скважине № 4. Скважина № 4 заложена на юго-восточном склоне Казанской структуры. Граница между георгиевской и васюганской свитами была отбита на глубине 2504,4 м (а. о. - 2363,8 м). Все песчаные пропластки, вскрытые скважиной, по данным промысловой геофизики на 1969 год считались водонасыщенными. Пространственное положение подошвы пласта ЮI (Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) было принято на глубине 2520,8 м (а. о. - 2380,2 м). В 1969 г. было принято, что водонефтяной контакт для пласта ЮI (Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) на Казанском месторождении расположен на границе георгиевской и васюганской свит (а. о. – 2364 м).

Балансовые запасы свободного газа, конденсата и нефти в пласте ЮI (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>–Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) Казанского месторождения на 01.09.69 г. составили: свободный газ (С<sub>1</sub>)–12492,13 млн. м<sup>3</sup>, конденсат (С<sub>1</sub>) – 8222,9 тыс. т, нефть (С<sub>2</sub>) – 11280 тыс. т. В 2001 году на северо-восточном склоне Казанской структуры была пробурена скв. № 17. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> оказался, как представлялось на тот момент, газонасыщенным. Дебиты при его опробовании на глубине 2465–2470 м (а. о. - 2336,7–2341,7 м) составили: Q<sub>г</sub>=186,3 т. м<sup>3</sup>/сут, Q<sub>к</sub>=169,8 м<sup>3</sup>/сут. При проведении испытания пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в интервале пород 2484–2493 м (а. о. - 2355,7–2364,7 м) была получена безводная нефть дебитом 4,54 м<sup>3</sup>/сут. Результаты опробования в скважине № 17 позволяют изменить в пласте Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> местоположение условного водонефтяного контакта на 70 см и проводить его на а. о. - 2364,7 м.

В скв. № 18 была проведена первая перфорация в интервале - 2508,6–2511,6 м. (а. о. - 2367,1–2370,1 м). Приток получен не был. Затем была проведена перфорация в интервале пород - 2512,0–2516,0 м (а. о. - 2370,5–2374,5 м).  $Q_{г}$  составил 10,7 т. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{н}$  достиг 104 м<sup>3</sup>/сут. При достреле интервала - 2516,0–2520,0 м (а. о. - 2374,5–2378,5 м) со штуцером 10 мм  $Q_{н}$  остался неизменным. Поступление воды на забой скважины не отмечено.

При испытании интервала пород - 2489,5–2499,5 м (а. о. - 2356,9–2366,9 м) в скв. № 19  $Q_{г}$  составил 76,4 т. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{н}$  равнялся 214 м<sup>3</sup>/сут. Пластовая вода не получена.

В скв. № 12 при опробовании интервала пород - 2494,0–2500,0 м (а. о. - 2343,6–2349,6 м) была получена безводная нефть дебитом 0,48 м<sup>3</sup>/сут. Присутствие воды не отмечено. При испытании интервала пород - 2487,8–2491,8 м (а. о. - 2337,4–2341,4 м) дебит безводной нефти составил 0,24 м<sup>3</sup>/сут. Совместное испытание двух интервалов - 2480,5–2483,5 м и - 2487,8–2491,8 м (а. о. - 2330,1–2333,1 м и - 2337,4–2341,4 м) вызвало приток конденсата дебитом 1,6 м<sup>3</sup>/сут  $Q_{г}$  не превысил 1,3 т. м<sup>3</sup>/сут.

В скв. № 20 при испытании пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> на глубине 2799,5–2805,0 м (а. о. - 2355,8–2361,3 м)  $Q_{г}$  составил 89,9 т м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{к}$  равнялся 186 м<sup>3</sup>/сут. При испытании с дострелами пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в интервалах пород - 2823,0–2824,0 м, - 2821,0–2824,0 м, - 2817,0–2824,0 м (а. о. - 2379,3–2380,3 м, - 2377,3–2380,3 м, - 2373,3–2380,3 м)  $Q_{н}$  составил 7,6 м<sup>3</sup>/сут.

Во всех скважинах, которые были пробурены после 1969 года, в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> притоки воды не получены. Поэтому при подсчете запасов нефти и газа в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> использовались такие понятия, как «условный газонефтяной контакт», и «условные подсчетные уровни» (УПУ). В скважине № 20 нижние отверстия перфорации в породах коллекторах пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> находятся на абсолютной отметке - 2360,7 м. Ниже этой глубины пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> ни в одной из скважин не опробовался. Именно эта абсолютная отметка и взята в качестве условного подсчетного уровня для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Аналогично определен в этой же скважине (как самой глубокой) условный подсчетный уровень для нефтяной залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Нижние отверстия перфорации находятся на абсолютной отметке - 2380,3 м. Но породы-коллекторы распространены до а. о. - 2380,7 м. До этой же глубины по данным промысловой геофизики породы насыщены нефтью. Поэтому в качестве условного подсчетного уровня для нефтяной залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> принята а. о. - 2380,7 м.

В скважине № 12 нефть при опробовании получена из интервала глубин - 2494,0–2500,0 м (а. о. - 2343,6–2349,6 м). По данным промысловой геофизики нефтенасыщенный коллектор начинается с абсолютной отметки - 2343,8 м.

## **2.2 Нефтегазоносность месторождения**

В каждой скважине выше кровли пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> (который отличается высокой степенью макронеоднородности и значительной фациальной изменчивостью) в 2–5 метрах залегает маломощный угольный пропласток У<sub>1</sub><sup>3</sup>. Толщина этого пропластка не превышает полутора метров и, тем не менее, он достаточно четко выделяется на каротажных диаграммах. Примерно в 12–14 метрах выше пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> залегает песчано-алевритовый пласт, который при сопоставлении разрезов скважин, как и пропласток У<sub>1</sub><sup>3</sup>, можно использовать в качестве синхронного реперного горизонта. Данный пласт проиндексирован, как Ю<sub>1</sub><sup>3a</sup> и представляет собой переслаивание светло-серого мелкозернистого песчаника средней степени сцементированности и алевrolита. Мощность данного пласта 2,4–4,1 м. Наличие пропластка У<sub>1</sub><sup>3</sup> и пласта Ю<sub>1</sub><sup>3a</sup> на всей изучаемой территории, а также практически равное расстояние от них до кровли пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> говорит о том, что формирование нижней части верхневасюганской подсвиты происходило в спокойной седиментационной обстановке, без какого-либо существенного проявления тектонической активности. Во всех скважинах над пластом Ю<sub>1</sub><sup>3a</sup> залегает литологический и промыслово-геофизический репер У<sub>1</sub>, представленный, в основном, углями. В некоторых скважинах репер У<sub>1</sub> делится на две части, а в некоторых сливается в единое целое. Тогда его мощность достигает 4,2–4,6 м. Над этим репером, в

одном случае (скв. № 2, 4, 5, 7, 8, 18, 19, 12) выделяется небольшая песчано-алевритово-аргиллитовая пачка пород («А»), а в другом (скв. № 1, 3, 17, 20) она размыта, и пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> залегает непосредственно на репере У<sub>1</sub>.

Породы георгиевской свиты перекрыты темно-бурыми аргиллитами баженовской свиты, которая венчает собой комплекс отложений юрской системы.

Современное пространственное расположение пород-коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и их морфологию характеризуют структурные карты по кровле и подошве его проницаемой части, представленные на рисунке 5 и 6 соответственно.

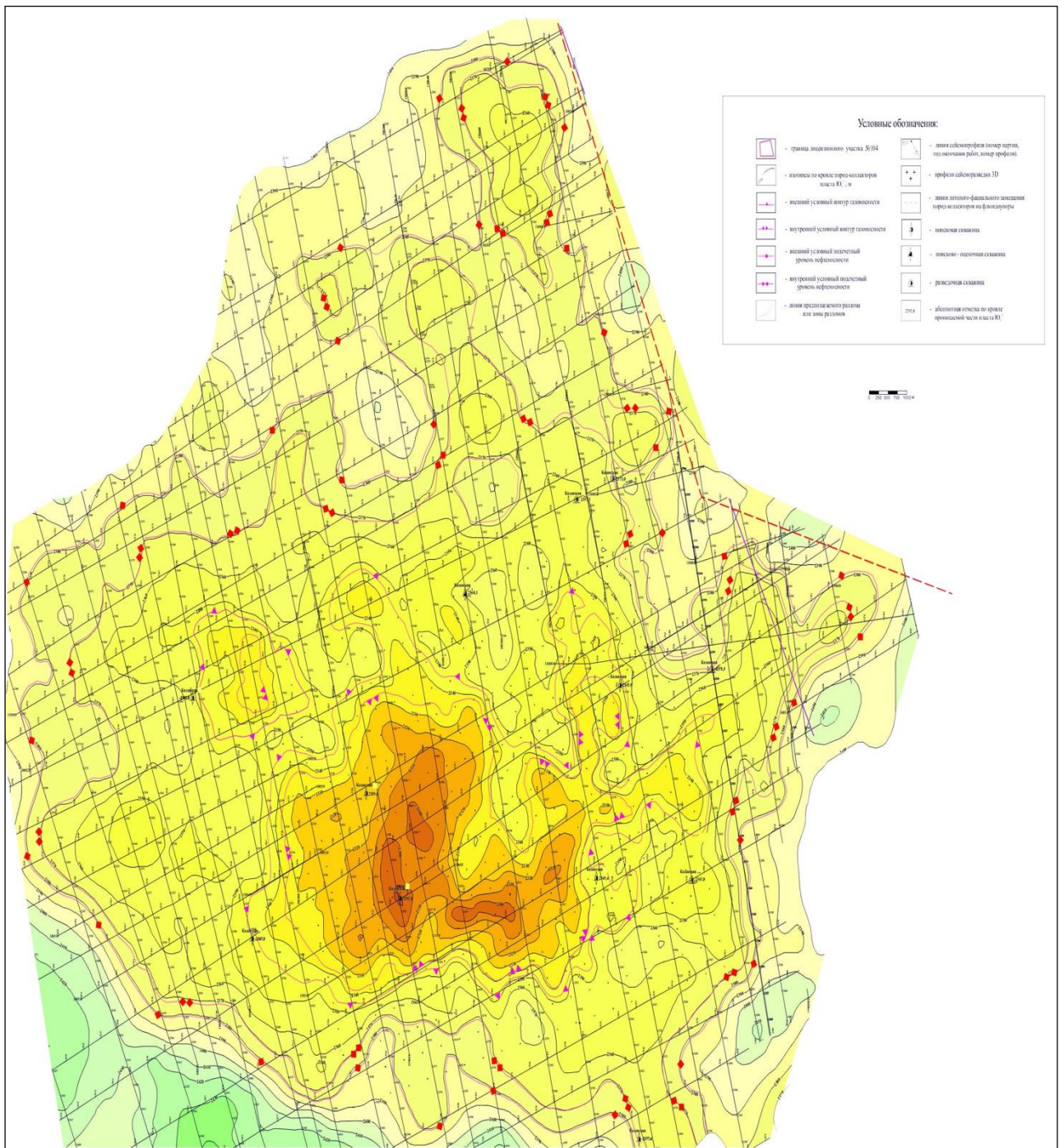


Рисунок 5 – Структурная карта по кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>



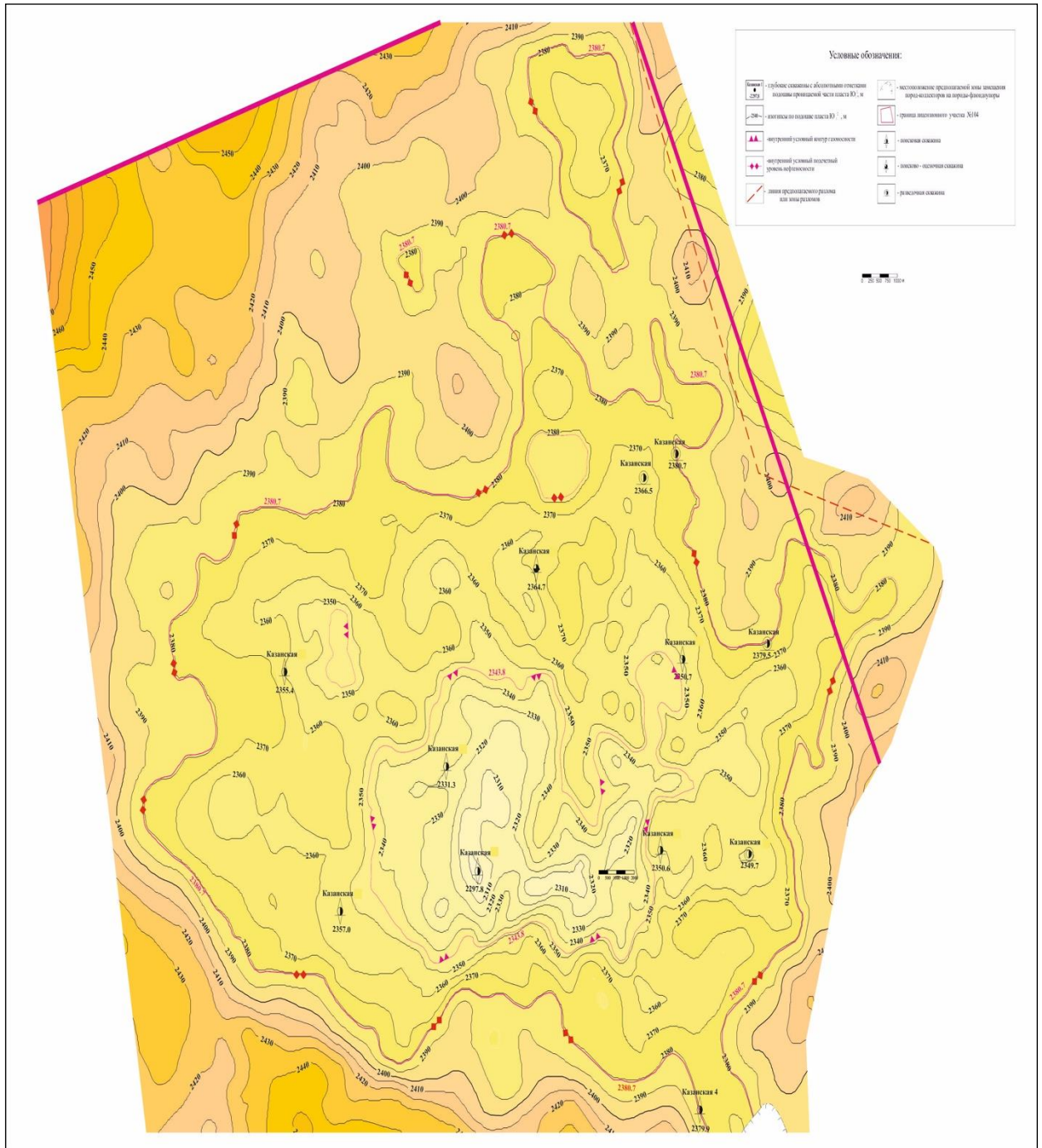


Рисунок 6 – Структурная карта по подошве пласта Ю1<sup>2</sup>

Параметры коллекторов продуктивных отложений Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) изучались по керну первых разведочных скважин № 1–8 к подсчету запасов 1969 года, более значительный

объем керновых исследований проведен по новым разведочным скважинам № 17,18, 19, 12 к последнему подсчету запасов 2006 года.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в верхней части скв. № 18 (глубина после увязки 2513,3 м) в керне представлен щебенкой размером 3–5 см. По данным гранулометрического анализа песчаники представлены мелкозернистыми хорошо сортированными разностями. Содержание мелкозернистого песка 56,6 %, среднезернистого 5,9 %, значительно содержание крупного алеврита – 26,34 %. Песчаники низкоглинистые (глина + м/з алеврит не более 6,7 %). Медианный размер зерен 0,09 мм. Песчаники этого пласта характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (пористость 20–23 %, проницаемость 60 мД).

Основная часть пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> сложена однородными мелкозернистыми песчаниками буровато-серого цвета со значительной долей глинистого материала (менее 20 %). Содержание мелкопесчаной фракции составляет 40–45%, крупноалевритовой 25–30 %, мелкоалевритовой и глинистой 20–25 %. Суммарное содержание крупно- и среднезернистой фракции составляет 12,1 %. Сортировка материала средняя. Медианный размер зерен 0,1–0,15 мм.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, вскрытый скважиной 19, неоднороден и разделяется на две существенно различающиеся части. В верхах (0,9 м), пласт сложен среднезернистыми низкоглинистыми (менее 5 % глины) песчаниками с высокими ФЕС (пористость – 16–21 %, проницаемость – 32–406 мД). Ниже по разрезу пласта, до его подошвы, залегают мелкозернистые глинистые (12–16 % глины) песчаники с значительно более низкими ФЕС (пористость – 12,1–17,2 %, в среднем 15,3 %, проницаемость – 0,5–14,6 мД, в среднем 5,8 мД). В основании пласта встречен тонкий прослой (10 см) базального среднекрупнозернистого песчаника с гравийным материалом.

Кумулятивные кривые гранулометрического состава песчано-алевритовых пород пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> приведены на рисунке 7.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в 12 скважине сложен мелкозернистыми глинистыми песчаниками, переслаивающимися с многочисленными прослоями глинистых

алевролитов. По минеральному составу и структурно-текстурным признакам песчаники достаточно однородные, характеризуются низкими ФЕС: диапазон пористости 4,3–16,4 % (среднее 11,6 %), проницаемость 0,12–2,2 мД (среднее 0,66 мД).

Корреляционные зависимости между коллекторскими параметрами представлены на рисунке 7.

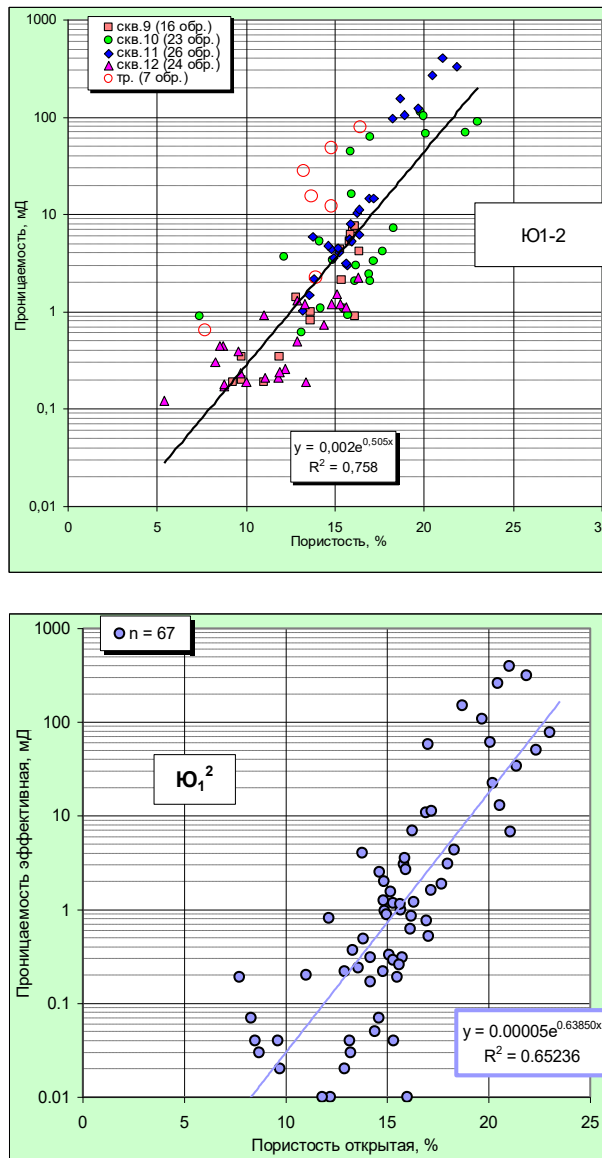


Рисунок 7 – Зависимости «абсолютная проницаемость – пористость» и «эффективная проницаемость – пористость» по керну скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

о – трещиноватые образцы

▲ – определение эффективной проницаемости в пластовых условиях.

### 2.3 Состояние разработки Казанского месторождения

На 1.01.2021 г. эксплуатационный фонд Казанского НГКМ насчитывает 235 добывающих скважин. На 1.01.2021 г. из Казанского месторождения добыто 10 миллионов тон нефти. С начала разработки месторождения дополнительно добыто более 9 млрд м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа (ПНГ), в систему поддержания пластового давления закачано более 29 млн м<sup>3</sup> воды. Пробурено около 344 эксплуатационных и 6 разведочных скважин.

Месторождение является сложным по своему геологическому строению, а также по составу углеводородов. На месторождении 2 пласта – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (нефтяная залежь с газовой шапкой), который содержит в себе практически чистую нефть, и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, (залежь «летучей» нефти), имеющий значительный газовый фактор. Утвержденные запасы нефти на Казанском НГКМ составляют около 32 млн т, газа - 25 млрд. м<sup>3</sup>, газового конденсата - около 2 млн т.

Добыча нефти и газа производилась из 227 скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Накопленная добыча нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> на 1.01.2021 г. составляет 50% добычи из Казанского месторождения.

Основные данные разработки по отбору газа и нефти для объекта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Казанского месторождения представлены в таблице 3 и 4.

Добыча нефти из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> за 2020 г. составила (776,2 тыс. т) составила 50,1% добычи из месторождения.

Добычу нефти и газа из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> с 2016 по 2020 г. осуществляли из 227 скважин. Добыча нефти и газа, за 5 лет из 227 скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на 1.01.2021 г. составила 4,64 млн. т. и 533,51 млн. м<sup>3</sup>.

Обводнённость добываемой продукции Казанского НГКМ за 2020 г. составляет примерно – 1,13%. Средний суточный дебит по нефти и газу за 2020 г. – 2123,5 т/сут. и 276,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Годовая добыча нефти и газа из пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в 2020 г. (776 тыс. т. и 9,48 млрд. м<sup>3</sup>.) составила 30,2% добычи из месторождения.

Закачка воды в пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> проводится в более 110 скважин, которые были переведены в нагнетательный фонд из добывающего. За 2020 г. в скважины ППД было закачено 5 681,2 тыс. м<sup>3</sup> воды со средней приемистостью 15,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. На 1.01.2021 большая часть скважин находятся в работе.

Таблица 3 – основные характеристики разработки по отбору нефти и газа пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Годы	Добыча нефти, тыс. т		Темп отбора НИЗ, %	Отбор НИЗ, %	КИН, д. ед.	Добыча жидкости тыс. т		Обводн. Продукт. %	Закачка воды, млн. м <sup>3</sup>		Компенсация отбора. Закач., %		Добыча нефт. Газ, 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.	Добы в.	Нагнет.	нефти	газа	
2016	325,83	325,83	0,15	0,5	0,03	325,83	325,83	1,7	2801,5	2801			749,2	749,2	51	19	20,1	40,2	1 115
2017	336,25	662,08	0,19	0,7	0,04	336,25	662,08	1,8	2978,7	5579			618,3	1 367,2	67	29	15,7	25,2	1 151
2018	418,32	1 080,4	0,18	0,9	0,05	418,32	1 080,4	2	2911,4	8690			611,1	1 978,1	78	35	16,6	21,4	1 447
2019	378,56	1 458,9	1,26	2,2	0,012	378,56	1 458,9	2,2	3021,2	11711			615,6	2 594,8	90	42	15,9	18,7	1 296
2020	355,41	1 814,3	3,45	5,6	0,030	355,47	1 814,9	2,3	3381,1	15092	10,6	6,5	581,4	3 175,1	98	47	14,5	16,2	1 216

Таблица 4 – основные характеристики разработки по отбору нефти и газа пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Годы	Добыча нефти, тыс. т		Темп отбора НИЗ, %	Отбор НИЗ, %	КИН, д. ед.	Добыча жидкости тыс. т		Обводн. Продукт. %	Закачка воды, млн. м <sup>3</sup>		Компенсация отбора. Закач., %		Добыча нефт. Газ, млрд. 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.	Добы в.	Нагнет.	нефти	газа	
2016	678,03	678,03	0,15	0,5	0,03	678,03	678,03	5	1 943,5	1943			634,3	634,3	72	39	25,8	24,1	2 321
2017	661,21	1 339,2	0,19	0,7	0,04	661,21	1 339,2	5,7	1 875,8	3818			509,8	1 144,1	85	45	21,3	16,4	2 263
2018	543,97	1 883,2	0,18	0,9	0,05	543,97	1 883,2	6,5	2 162,1	5980			507,5	1 651,6	101	52	14,7	13,7	1 862
2019	518,66	2 401,8	1,26	2,2	0,012	518,66	2 401,8	6,8	2 174,5	8154			509,8	2 161,4	118	59	12,1	11,8	1 775
2020	420,79	2 822,6	3,45	5,6	0,030	420,79	2 822,6	7	2 300,1	10454	10,2	6,1	480,6	2 642,0	129	66	9,1	10,2	1 440

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 и газовых скважин составляет 227 единиц. Ввод скважин проводится с 2009 г. по настоящее время. 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 более 10 млн. т., КИН – 0,213.

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 176 ед., водонагнетательных – 45 ед., газонагнетательных – 12 ед.

Добывающие скважины, как предполагалось, могли эксплуатироваться на фонтане при давлении на устье не ниже 2,5 МПа. Нагнетательные – с расходом не более 335 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 – 0,229. Разработку с нагнетанием воды в пласт планировалось начать с 2012 г.

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 173 ед., газонагнетательных для нагнетания газа в нефтяную залежь с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти 45 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. Второй вариант был рекомендован для реализации.

#### **2.4 Состояние фонда скважин**

По состоянию на 1.01.2021 г. общий эксплуатационный фонд на пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> составляет около 357 скважин. 235 добывающих и 113 нагнетательных. Если учитывать ликвидированные скважины (9) – в добывающем фонде 285 скважин.

Из 357 скважин эксплуатационного фонда на 1.01.2021 г. 187 - в мех. фонде, 40 - эксплуатируются фонтанным способом. Водозаборных – 8, ликвидированны – 2, в ожидании ремонта – 12, нагнетательных (ППД) – 113.



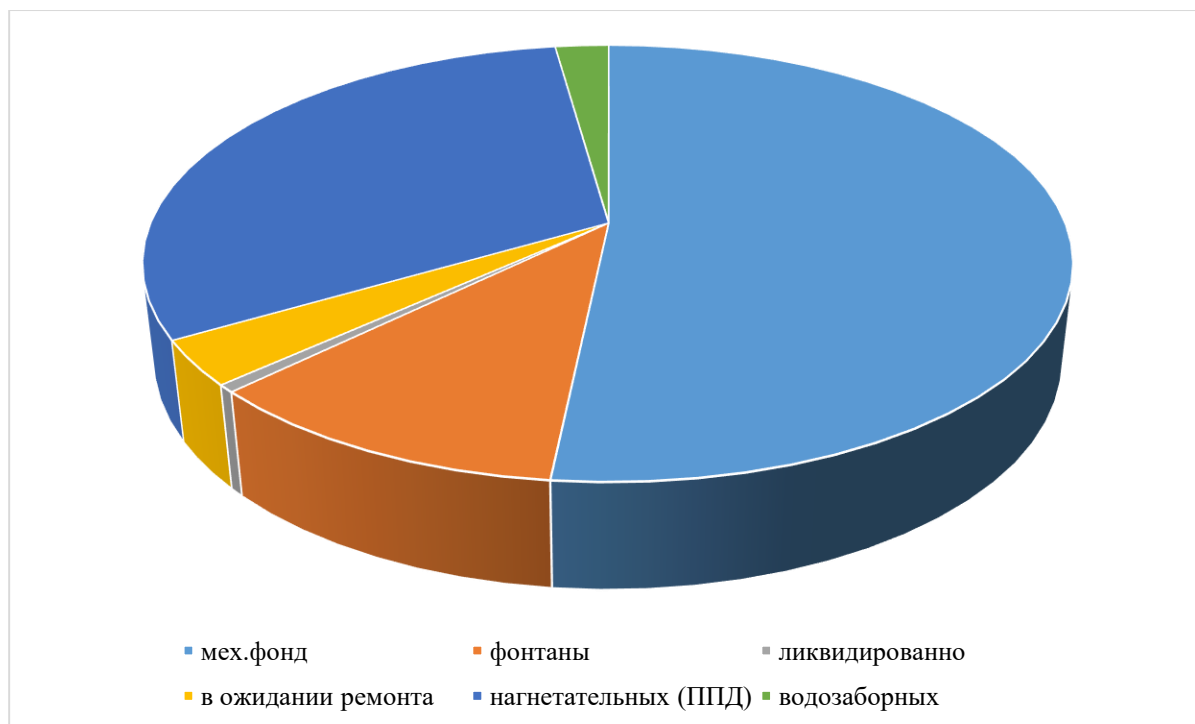


Рисунок 8 – Фонд скважин Казанского месторождения на 1.01.2021 г.

## 2.5 Физико – химические свойства пластовых жидкостей и газов

Нефть залежи Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> очень легкая (плотность при 20<sup>0</sup>С соответствует 766,7 кг/м<sup>3</sup>), молекулярная масса 149 ед., маловязкая с низким содержанием серы до 0,2 % масс, асфальто-смолистых веществ, кислых соединений и парафина (1,8% масс) имеет низкую температуру вспышки. Нефть практически полностью выкипает при 350<sup>0</sup>С (таблица 5 – 6).

Таблица 5 – Физико-химическая характеристика нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Казанского месторождения

Определяемый параметр	Ед. измерения	Результат анализа Скв. 19	НД на метод КХА
Плотность при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	766,7	ГОСТ 3900-85
Вязкость кинематическая при 20 °С	сСт	1,55	ГОСТ 33-2000
Молекулярная масса	а.е.м.	149	Методика ВНИГНИ
Температура застывания вспышки	°С	-45 -34	ГОСТ 20287-91 ГОСТ 6356-75
Содержание воды	% масс.	отс.	ГОСТ 2477-65
Содержание механических примесей	% масс.	0,07	ГОСТ 6370-83
Содержание серы	% масс.	0,16	ГОСТ 50442-92
Содержание асфальтенов	% масс.	0,11	Методика ВНИИ НП
Содержание смол силикагелевых	% масс.	2,19	Методика ВНИИ НП
Содержание парафина	% масс.	1,4	ГОСТ 11851-85
Температура плавления парафина	°С	52	ГОСТ 20287-91
Кислотность	мг КОН/100см <sup>3</sup>	0,01	ГОСТ 5985-79
Давление насыщенных паров	кПа (мм.рт.ст.)	128,6 (967,2)	ГОСТ 1756-2000
Фракционный состав НК 10 % (об.) 20 % (об.) 30 % (об.) 40 % (об.) 50 % (об.) 60 % (об.) 70 % (об.) 71 % (об.) остаток+потери выход	°С °С °С °С °С °С °С °С °С %об. %об.	33 79 104 126 153 186 224 294 300 29 71	ГОСТ 2177-99

Таблица 6 – Фракционный состав нефти Казанского месторождения и физико-химическая характеристика узких фракций

№ фракции	Пределы отбора, °С	Вес фракции, г	Выход фракций, % масс.		Плотность при 20°С $\rho_{4}^{20}$ , г/см <sup>3</sup>	Показатель преломления $n_D^{20}$	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с при °С		Температура застывания, °С	Содержание серы, %масс.
			отдельн.	суммарн.				20	50		
	Газ до C <sub>4</sub>		6,58	6,58	-	-	-	-	-	-	-
1	НК(23)-40	62	2,94	9,52	0,6315	1,3650	68	0,385			< 0,001
2	40-50	67	3,18	12,70							< 0,001
3	50-60	66	3,13	15,83	0,6612	1,3750	77	0,448			< 0,001
4	60-70	57	2,70	18,53							< 0,001
5	70-90	103	4,89	23,42	0,7011	1,3900	93	0,575	-		< 0,001
6	90-100	103	4,89	28,31	0,7179	1,4050	102	0,666	-		< 0,001
7	100-120	118	5,60	33,91	0,7288	1,4064	109	0,754	-		< 0,001
8	120-140	137	6,50	40,41	0,7423	1,4144	118	0,864	-		< 0,001
9	140-150	81	3,84	44,25	0,7524	1,4200	122	0,981	-		< 0,001
10	150-160	54	2,56	46,81	0,7609	1,4246	127	1,033	-		0,001
11	160-170	69	3,27	50,08	0,7685	1,4279	135	1,141	-		0,002
12	170-180	73	3,46	53,54	0,7792	1,4345	140	1,281	0,888		0,005
13	180-190	56	2,66	56,20	0,7894	1,4404	150	1,495	1,012		0,008
14	190-200	44	2,09	58,29	0,7998	1,4456	159	1,746	1,130	-59	0,011
15	200-220	83	3,94	62,23	0,8048	1,4490	172	2,157	1,328	-56	0,017
16	220-240	72	3,42	65,65	0,8149	1,4540	187	2,658	1,591	-35	0,042
17	240-260	68	3,23	68,88	0,8265	1,4612	200	3,525	1,949	-27	0,079
18	260-280	87	4,13	73,01	0,8379	1,4680	220	4,795	2,489	-18	0,136
19	280-300	71	3,37	76,38	0,8428	1,4706	238	7,213	3,327	-11,5	0,166
20	300-320	40	1,90	78,28	0,8534	1,4765	253	9,925	4,285	-2,5	0,221
21	320-350	67	3,18	81,46	0,8658	1,4830	273	14,813	5,625	6,0	0,320
остаток	>350	365	17,31	98,77	-	-	-	-	-	-	-
потери			1,23	100,00							

Результаты изучения группового углеводородного состава конденсата показывают, что во всех узких фракциях преобладающим является содержание парафиновых углеводородов. С увеличением температуры кипения, содержание парафиновых и нафтеновых углеводородов немного уменьшается и возрастает количество ароматических углеводородов с 1,0 % мас. во фракции НК-62° С до 30,5 % мас. во фракции 300–350 °С. Самое низкое содержание нафтеновых углеводородов приходится на фракцию 300–350 °С (11,1 % мас.). Высокое содержание нафтеновых углеводородов в бензиновых фракциях является положительным фактором, при оценке их в качестве сырья для нефтепереработки.

Результаты определения свойств пластовой нефти по представительным пробам приведены в таблицах 6 – 7.

Таблица 7 – Характеристика пластовой нефти залежи Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Давление насыщения, МПа	19,85
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа * 10 <sup>-4</sup>	39,45
Газосодержание (при однократной сепарации), м <sup>3</sup> /т	399,0
Газовый фактор (при ступенчатой сепарации), м <sup>3</sup> /т	348,2
Объемный коэффициент пластовой нефти:	1,972
– при однократной стандартной сепарации	
– при ступенчатой сепарации	1,802
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	581,5
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа * с	0,22
Плотность сепарированной нефти при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup> :	792,6
– после однократной сепарации	
– после ступенчатой сепарации	777,2
Плотность выделившегося газа при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup> :	1,119
– при однократной сепарации	
– при ступенчатой сепарации	0,999
Вязкость сепарированной нефти, мПа * с:	1,62
– после однократной сепарации	

Таблица 8 – Результаты дифференциального разгазирования глубинной пробы нефти скв.19, пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> при температуре 30<sup>0</sup> С

Наименование	Рпл.	Рн.	Ступени сепарации						
Давление, МПа	24,9	19,9	13,0	8,0	3,0	1,0	0,5	0,3	0,1
Газ в растворе, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	327,4	327,4	224,6	148,7	73,2	40,6	30,9	22,3	0,0
Газ в растворе, м <sup>3</sup> /т	413,1	413,1	283,4	187,6	92,4	51,2	39,0	28,1	0,0
Газ свободный, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>			102,8	178,7	254,2	286,8	296,5	305,2	327,4
Газ свободный, м <sup>3</sup> /т			129,7	225,5	320,7	361,9	374,1	385,0	413,1
Объемный коэффициент	2,003	2,020	1,736	1,533	1,340	1,244	1,207	1,169	1,066
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	581,5	576,7	618,0	655,4	693,0	711,4	719,2	726,8	743,5
Вязкость нефти, мПа*с	0,22	0,21	0,25	0,30	0,41	0,47	0,50		

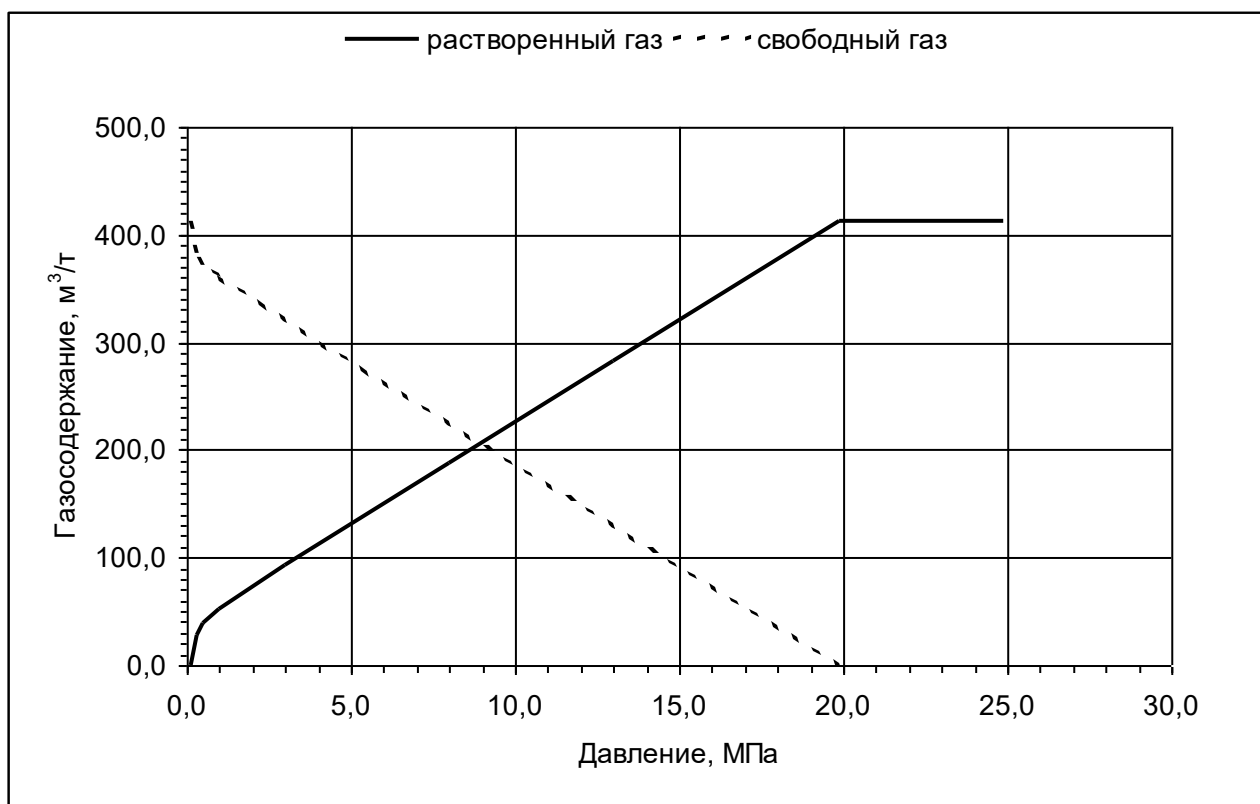


Рисунок 9 – Зависимость газосодержания пластовой нефти от давления

Как видно из материалов по исследованию свойств пластовых нефтей, величина газосодержания при однократном разгазировании составляет

399,0 м<sup>3</sup>/т, 316 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Объемный коэффициент пластовой нефти составляет 1,972, плотность нефти 792,6 кг/м<sup>3</sup>.

При ступенчатом разгазировании газосодержание составляет 348,2 м<sup>3</sup>/т, 270,6 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Объемный коэффициент пластовой нефти составляет 1,802, плотность нефти 777,2 кг/м<sup>3</sup>, пересчетный коэффициент составляет 0,555. Результаты определения свойств нефти и газа и их компонентного состава представлены в таблицах 9.

Таблица 9 – Компонентный состав газа и нефти (однократная сепарация при 20<sup>0</sup> С и атмосферном давлении)

Наименование компонента	Молярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Двуокись углерода	1,16	0,00	0,84
Азот + редкие	1,48	0,00	1,07
Метан	68,19	0,05	48,66
Этан	6,02	0,12	4,33
Пропан	9,19	0,75	6,77
Изобутан	3,67	0,91	2,88
Н-бутан	4,71	1,95	3,92
Изопентан	2,13	2,46	2,22
Н-пентан	1,73	3,16	2,16
Гексаны + остаток	1,72	90,60	27,15
Молярная масса, г/моль	26,805	148,0	61,8
Молярная масса остатка			156,6
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1,119	792,6	581,5
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т			399,1

### **3 Методы для предупреждения и ликвидации гидратов на Казанском месторождении на основании проведенных расчетов**

#### **3.1 Условия образования гидратов на Казанском месторождении**

На Казанском месторождении добыча природного газа осуществляется посредством скважин, методом его извлечения из глубин. Во время этого процесса пластовое давление в залежи ритмично спадает, благодаря тому, что скважины распределены равномерно по территории месторождения. Природный газ заполняет микроскопические пустоты земных недр. Они соединяются между собой посредством трещин-каналов, по которым газообразные вещества перемещаются из пор с низким давлением в поры с более высоким, пока не окажутся в скважине и не начнут подниматься вверх.

Для того чтобы контролировать всю работу скважины необходимо регистрировать все рабочие параметры, соответствующие замеры.

Также стоит периодически проводить анализ всех полученных результатов.

Наиболее важным параметром, определяющим все другие, является давление. При испытании и эксплуатации скважины необходимо знать следующие абсолютные давления: на устье закрытой скважины; на устье эксплуатируемой скважины в потоке газа; на устье эксплуатируемой скважины в неподвижном газе (например, в кольцевом пространстве при отборе газа по фонтанным трубам); на уровне середины зоны вскрытия продуктивного пласта в закрытой скважине; на уровне середины зоны вскрытия продуктивного пласта в эксплуатируемой скважине. После того как газ проходит процесс сепарации он отправляется в газосборный коллектор. После этого пройдя еще ряд определенных процедур его, могут направить в магистральный газопровод.

Произведем расчет условий гидратообразования на Казанском месторождении, определив относительную плотность природного газа Казанского месторождения по воздуху. Состав газа Казанского месторождения приведена таблице 10.

Таблица 10 – 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

Найдём молярные концентрации для каждого компонента в смеси, данные занесем в таблицу:

$$Mr^* = \frac{m \cdot Mr}{100} \quad (1)$$

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

$$\sum \frac{C_{4H_{10}}}{CH_4} Mr^* = 17,01 \quad (2)$$

Найдём относительную плотность смеси по воздуху:

$$\rho = \frac{\sum \frac{C_{4H_{10}}}{CH_4} Mr^*}{29} = 0,59 \quad (3)$$

Таблица 11 – Расчёты

Компоненты	Массовая концентрация, %	Молярная масса, грамм/моль.	Молярная концентрация в смеси



CH <sub>4</sub>	89,2	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 <sup>+</sup>	-
Всего	100		17,01

Зависимость давления гидратообразования от температуры (построена методом интерполяции, на основании расчёта относительной плотности смеси по воздуху), которой можно пользоваться для расчета условий образования газогидратов в добывающих скважинах. (Рис.10).

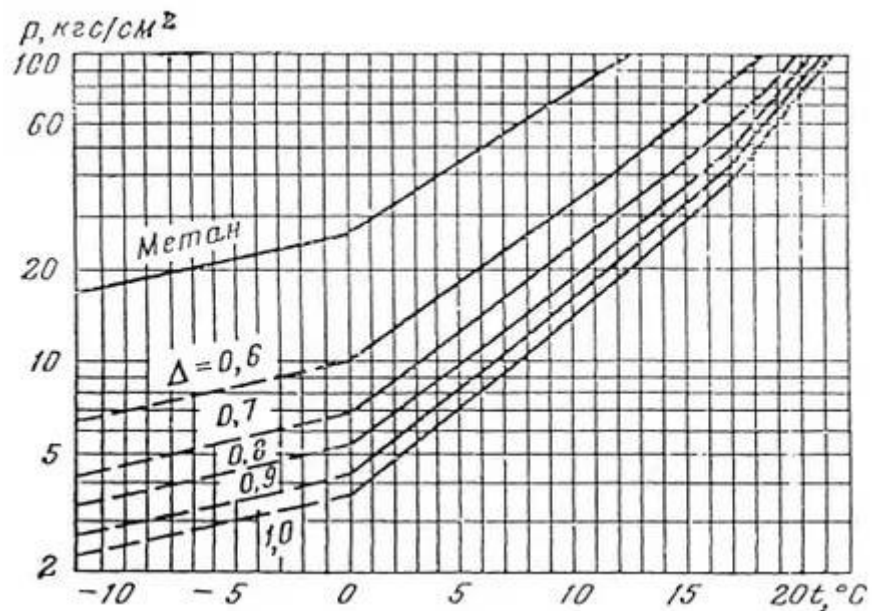


Рисунок 10 – Зависимость давления гидратообразования от температуры

Слева от кривых область существования гидратов, а справа область их отсутствия. Чем выше относительная плотность газа по воздуху, тем меньше

давление, при котором образуются гидраты. При давлениях до 100 кг гидраты образуются при температуре + 18<sup>0</sup>К.

### **3.2 Методы борьбы с гидратообразованием, применяемые на Казанском месторождении**

Методы борьбы с гидратообразованиями делятся на 3 группы:

- 1) понижение давления ниже давления разложения гидратов;
- 2) подогрев газа до температуры, превышающей температуру разложения гидратов;
- 3) ввод ингибиторов в газовый поток.

Метод снижения давления. Сущность этого метода заключается в том, что давление газа снижают ниже давления гидратообразования при предупреждении образования гидратов и ниже давления разложения - при разрушении образовавшихся гидратов. Давление снижают следующим способом: отключают участок газопровода, где образовалась пробка, и с двух сторон пробки через продувочные свечи выпускают газ. Односторонний выпуск газа не допускается во избежание гидратного удара, который может привести к прорыву газопровода.

После разложения гидратов учитывается возможность накопления жидких углеводородов на продуваемом участке и образование повторных гидратоледяных пробок за счет резкого снижения температуры.

Метод снижения давления дает положительный эффект лишь в условиях, когда гидраты разлагаются при положительных температурах, т.к. в противном случае вода, образующаяся при разложении гидратов, переходит в лед.

Хорошие результаты дает метод снижения давления в комбинации с вводом ингибиторов - спиртов, которые переводят воду из гидрата в раствор с низкой температурой замерзания и тем позволяют ликвидировать гидратные пробки даже при отрицательных температурах.

Методы снижения давления как временное мероприятие может применяться и для предупреждения гидратообразования.

Метод снижения давления может быть применен в аварийных условиях для разложения гидратов в газопроводе путем кратковременного поддержания давления ниже давления разложения гидратов, но при этом температура должна быть не ниже 0° С.

Недостатком этого метода является медленное разложение гидрата. Он не рекомендуется при отрицательных температурах, так как образовавшаяся вода при отрицательных температурах превращается в ледяную пробку, которую можно удалить только нагревом.

Метод повышения температуры газа. Предупреждение образования гидратов методом повышения температуры газа заключается в том, что при сохранении давления в газопроводе температура газа поддерживается выше равновесной температуры образования гидратов. Температуру газа поддерживают выше температуры образования гидратов подогревом газового потока до точки возможного образования гидратов, а также изменением интенсивности газового потока, перемещением мест редуцирования газа и т.д.

Газ подогревают на станциях подогрева паром, горячей водой или другими теплоносителями в теплообменниках различной конструкции.

Метод подогрева применяют на магистральных газопроводах небольшой протяженности, а также на газосборных сетях, если для предупреждения гидратообразования в них используется централизованная осушка газа на головных сооружениях. При этом газ целесообразно подогревать так, чтобы его температура перед установкой централизованной осушки превышала температуру гидратообразования на несколько градусов.

Подогрев газа эффективен тогда, когда гидраты образуются в результате местного редуцирования газа, а рабочая температура в газопроводе превышает равновесную температуру образования гидратов.

Подогрев газа может быть применен на газораспределительных станциях для обеспечения нормальной работы оборудования и приборов, установленных на станциях.

Ввод ингибитора в газовый поток. Самым эффективным методом для предупреждения и ликвидации образовавшихся гидратов является подача в НКТ различных ингибиторов гидратообразования.

Основные требования к ингибиторам гидратообразования следующие:

- максимально понижать температуру гидратообразования;
- не вступать в химическую реакцию с компонентами газожидкостного потока и не выпадать в осадок;
- не повышать токсического свойства газов и продуктов их сгорания;
- полностью растворяться в воде и легко регенерироваться;
- иметь низкую вязкость и упругость паров;
- не быть дефицитным и иметь низкую стоимость;
- иметь низкую температуру замерзания.

В качестве ингибиторов применяют спирты, электролиты и их смеси - метиловый спирт (метанол), хлористый кальций  $\text{CaCl}_2$ ).

На месторождениях для борьбы с гидратами наиболее широко применяют метанол ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ), который понижает точку замерзания паров воды. Метанол вместе с парами воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Так как количество водяных паров, содержащихся в газе, при этом уменьшается, точка росы понижается и, следовательно, опасность выпадения гидратов становится значительно меньше.

На скважине 622 Казанского месторождения при добыче газа происходит процесс образования гидратов, которые нарастают на стенках НКТ, выкидной линии газопровода, а также закупоривают проходное отверстие в ШДР, нарушают работу телеметрии и другого технологического оборудования. Тем самым гидратообразование усложняет процесс добычи газа. Для решения

данной проблемы были применены несколько методов, но наиболее эффективным оказался метод связанный с закачкой метанола.

Использование ингибитора метанола очень широко распространено на месторождениях для предупреждения гидратообразования и ликвидации гидратных отложений. К примеру, на месторождениях Крайнего Севера России используются практически только метанол по таким причинам как:

- очень низкая температура замерзания растворов метанола и их малая вязкость;
- антигидратная активность, которая сохраняется даже при низких температурах;
- низкая стоимость и широкая промышленная база, а также высокая технологичность процесса ввода и распределения метанола;
- низкая растворимость метанола в нестабильном конденсате;
- наличие простых схем регенерации отработанных растворов;
- некоррозионность метанола и его водных растворов. Что дает возможность использования технических сортов метанола;
- проработанность вопросов утилизации и захоронения промышленных стоков, содержащих метанол, а также высокая эффективность ликвидации несплошных гидратных пробок.

Можно выделить недостатки применения метанолосодержащих ингибиторов:

- высокая упругость паров, а также высокая растворимость в сжатом природном газе;
- высокая токсичность и пожароопасность.

На Казанском месторождении закачка метанола происходит за счет насосов дозаторов "НД 25/250" установленных в установке дозирования метанола (УДМ).

В УДМе метанол хранится в емкости, равной 4 м<sup>3</sup>, который завозят и закачивают 1 раз в неделю, в зависимости от расхода. Количество насосов в УДМе равно двум, один насос в работе, а другой в резерве. Это необходимо для

того, чтобы в случаи поломки одного из насосов можно было запустить резервный и не прервать подачу метанола в скважины. Ингибитор из УДМа по метанольной линии происходит через блок подачи метанола (БПМ), где осуществляется регулировка расхода в скважины. Расход измеряется литрами в час. Далее метанол из БПМ по метанольным линиям поступает в скважины. Закачка ингибитора возможна как в линию, так и в затрубное пространство скважины.

Расход ингибитора гидратообразования зависит от количества влаги в газе и количества конечного влагосодержания, при котором гидраты не образуются, а также от концентрации вводимого и отработанного ингибитора. При необходимости более большой дозировки ингибитора закачку могут производить с помощью агрегата ЦА – 320.

### 3.3 Расчёт количества ингибитора при движении газа по газопроводу для предотвращения гидратообразования

Рассчитаем необходимое количество метанола и для сравнения количество хлорида кальция при движении газа по газопроводу при следующих условиях: начальные давления 12 Мпа и температура +26 °С, конечные давления 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 СН<sub>3</sub>ОН -95%, СаСl<sub>2</sub> – 35%.

1. Определим количество конденсируемой воды

Воспользуемся уравнением Бюкачева

$$W = \left( \frac{A}{10.1 * P} \right) + B \quad (4)$$

Где А и В – коэффициенты, определяются в зависимости от температуры по таблице 12;

Р – давление газа, МПа.

Таблица 12 – Значения в уравнении Бюкачева

Температура, °С	А	В	Температура, °С	А	В	Температура, °С	А	В
0	0,145	0,00347	12	10,72	0,7670	60	152	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	183,2	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	0,1122	68	219	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	0,841
-22	0,809	0,01168	26	25,50	0,1463	74	283	0,902
-20	0,960	0,01340	28	28,70	0,1595	76	306	0,965
-18	1,144	0,01510	30	32,30	0,1740	78	335	1,023
-16	1,350	0,01705	32	36,10	0,189	80	363	1,083
-14	1,590	0,01927	34	40,50	0,207	82	394	1,148
-12	1,868	0,02115	36	45,20	0,224	84	427	1,205
-10	2,188	0,02290	38	50,80	0,242	86	462	1,250
-8	2,550	0,02710	40	56,20	0,263	88	501	1,290
-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	1,405
0	4,670	0,04180	48	85,30	0,363	96	672	1,445
2	5,400	0,04640	50	94,00	0,391	98	725	1,487
4	6,225	0,0515	52	103,00	0,422	100	776	1,530
6	7,150	0,0571	54	114,00	0,454	110	1093	2,620
8	8,200	0,0630	56	126,00	0,487	120	1520	3,410
10	9,390	0,0696	58	138,00	0,521	130	2080	4,390

Тогда найдём количество влаги в начале газопровода:

$$W_1 = \left( \frac{25,5}{10,1 \cdot 12} \right) + 0,1463 = 0,375 \text{ кг/1000 м}^3$$

Найдём количество влаги в конце газопровода:

$$W_2 = \left( \frac{4,03}{10,1 \cdot 9} \right) + 0,377 = 0,082 \text{ кг/1000 м}^3$$

Разность между  $W_1$  и  $W_2$  даст количество влаги, конденсирующейся на каждые 1000 м<sup>3</sup> газа:

$$\Delta W = W_1 - W_2 \tag{5}$$

Найдём  $\Delta W$ :

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

2. Определим температуру начала образования гидратов

Для того чтобы определить температуру начала образования гидратов воспользуемся рисунком 12. Температура начала образования гидратов равна +18<sup>0</sup>С.

3. Определим величину необходимого понижения температуры начала гидратообразования:

$$\Delta t = t_{\text{н.обр.}} - t_{\text{кон.}} \quad (6)$$

где  $t_{\text{н.обр}}$  – температура начала образования гидратов, <sup>0</sup>С;

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

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

4. Определим концентрацию отработанного ингибитора

По графику на рисунке 11 находим что для  $\Delta t = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$  концентрация отработанного раствора метанола равна 33%, концентрация отработанного раствора CaCl<sub>2</sub> равна 26%.

5. Определим удельный расход ингибитора:

$$q_{\text{H}} = \frac{(W_1 - W_2) \cdot C_2}{C_1 - C_2} + 0,001 \cdot C_2 \cdot a \quad (7)$$

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

$C_2$  – массовая концентрация отработанного ингибитора, %;

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

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

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

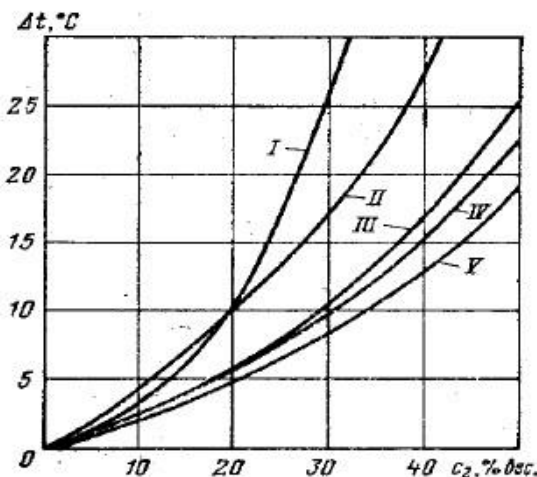




Рисунок 11 – Понижение температуры гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от концентрации отработанного ингибитора [21]: 1 – Хлорид кальция; 2 – Метанол; 3 – Триэтиленгликоль; 4 – Диэтиленгликоль; 5 – Этиленгликоль.

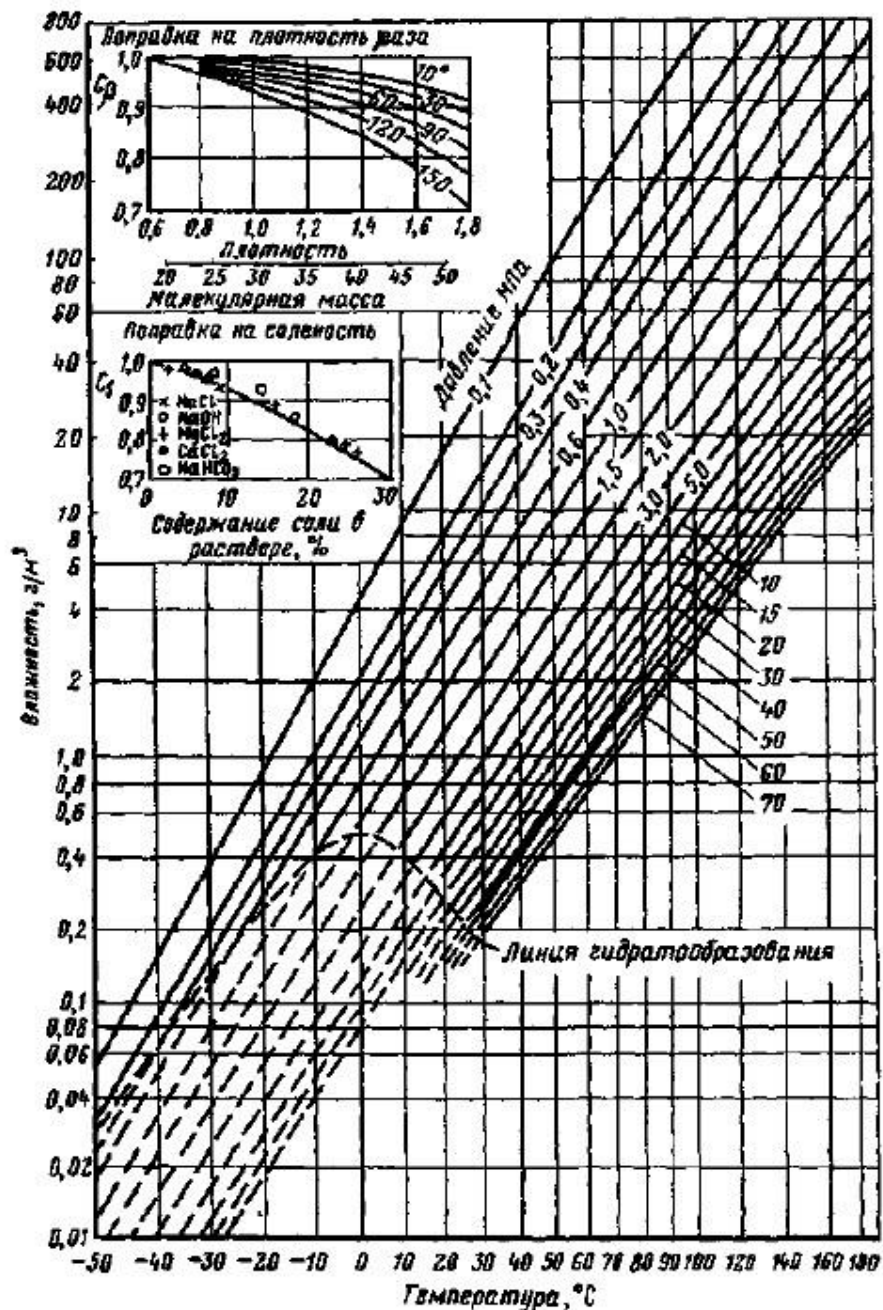


Рисунок 12 – Максимальное содержание водяных паров в природном газе в зависимости от давления и температуры. [21]

б. 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 проведённых расчётов при движении газа по газопроводу при следующих условиях: начальное давление 12 мПа и температуре +26 °С, конечное давление 9 мПа и температура -2 °С; количество газа по газопроводу, равно 850 тыс. м<sup>3</sup>/сут; относительная плотность газа по воздуху 0.65, массовая концентрация свежего ингибитора СН<sub>3</sub>ОН -95%, СаСl<sub>2</sub> – 35%. Были определены следующие параметры: количество влаги в начале газопровода 0,375 кг/1000 м<sup>3</sup>, количество влаги в конце газопровода 0,082 кг/1000 м<sup>3</sup>; количество влаги, конденсирующиеся на каждые 1000 м<sup>3</sup> газа; температура начала образования гидратов +18 °С; температура необходимая для начала разложения гидратов +20 °С. По графику на рисунке 12 мы определили, что для Δt=20 °С концентрация отработанного раствора метанола равна 33%, концентрация отработанного раствора хлорида кальция равна 26%.

Комплексный подход заключается, в применении нескольких методов для борьбы с гидратообразованием:

- 1) Понижение давления ниже давления разложения гидратов;
- 2) Подогрев газа до температуры +20 – 25 °С, превышающей температуру разложения гидратов;
- 3) Ввод ингибиторов в газовый поток.

Применение ингибитора метанола исходя из проведённых расчётов и исследования является наиболее эффективным.

Исходя из полученных параметров был рассчитан удельный расход ингибитора: метанол = 0,147 кг/1000 м<sup>3</sup>; хлорид кальция = 0,79 кг/1000 м<sup>3</sup>. Суточный расход составил: метанол = 125 кг/сут; хлорид кальция = 675 кг/1000 м<sup>3</sup>.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б73Т	Епифанов Александр Васильевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томск Оклад руководителя –45000 р. Оклад исполнителя –15000 р.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30,2 %</i>

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

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Описание потенциальных потребителей результатов исследования. Расчет конкурентоспособности. SWOT-анализ.</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет интегрального финансовый показателя, интегрального показателя ресурсоэффективности, интегрального показателя эффективности.</i>

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

<i>1. Карта сегментирования</i>
<i>2. Матрица SWOT</i>
<i>3. График проведения и бюджет НИ</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б73Т	Епифанов Александр Васильевич		

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

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

Раздел содержит информацию, касающуюся технологии удаления гидратов в технологическом процессе добычи природного газа. Для этого выполняется полное исследование, включающее определение оптимальных рабочих параметров работы – температуры, давления, расхода ингибитора.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
3. Планирование научно-исследовательских работ;
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования;
5. SWOT-анализ;
6. Оценка потенциальных потребителей проекта и оценка конкурентных преимуществ.

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

*Целевой рынок* – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, *сегмент рынка* – это особым образом

выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Целевой рынок: компании по добыче нефти и газа.

Таблица 13 - Карта сегментирования рынка по методам борьбы с осложнениями при добыче нефти, газа и газоконденсата.

		Методы борьбы с гидратообразованием.		
<b>Размер</b>		Ингибитор (метанол)	Тепловая обработка (горячая промывка нефтью)	Ингибитор (хлорид кальция)
	Крупные			
	Средние			
	мелкие			

	-Востокгазпром
	- Новатек
	- Сургутнефтегаз

Исходя из данных таблицы 13 можно сделать вывод, что наиболее эффективным методом борьбы с гидратообразованием является закачка метанола. Крупные, средние и мелкие компании считают этот метод самым эффективным.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку

сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в табл. 14.

Таблица 14 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк <sub>1</sub>	Бк <sub>2</sub>	Кф	Кк <sub>1</sub>	Кк <sub>2</sub>
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Срок службы	0,11	4	4	3	0,44	0,44	0,33
2. Надежность	0,12	4	2	2	0,52	0,26	0,26
3. Удобство в эксплуатации	0,13	5	2	4	0,60	0,24	0,48
4. Простота эксплуатации	0,1	4	1	3	0,40	0,1	0,3
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,15	4	4	3	0,32	0,32	0,24
2. Цена	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	4	4	4	0,32	0,32	0,32
4. Наличие сертификации разработки	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
5. Высокое качество продукции	0,04	4	2	3	0,8	0,4	0,06
Итого	1	30	26	28	4,4	2,83	2,59

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в табл. 14, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Бф – применение закачки метанола;

$B_{к1}$  – применение хлорида кальция;

$B_{к2}$  – применение тепловой обработки с помощью АДПМ.

По таблице 14 мы видим, что наиболее эффективным является закачка метанола, она является наиболее надежным по сравнению с другими методами борьбы с гидратообразованием.

Конкурент 1 – применение метанола

$$k1 = B_{ф} / B_{к1} = 30/26 = 1,15;$$

Конкурент 2 – применение других видов оборудования

$$k2 = B_{к2} / B_{к1} = 28/26 = 1,07.$$

В каждом случае предприятие признано конкурентоспособным, т.к.  $K > 1$ .

#### 4.2 SWOT - анализ

Таблица 15 – матрица SWOT.

	<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
	С1. Предотвращение нарушения работы технологического оборудования. С2. Максимальное использование пропускной способности. С3. Высокоэффективность продукта. С4. Более низкая стоимость по сравнению с другими технологиями.	Сл1. Обучение имеющегося персонала. Сл2. Принятие на работу высококвалифицированного персонала. Сл3. Высокая стоимость оборудования. Сл4. Контроль руководства при проведении работ.
<b>Возможности:</b> В1. Повышение эффективности работы предприятия. В2. Сокращение расходов.	1. Доработка имеющегося оборудования; 2. Снижение затрат на реализацию проекта. 3. Уменьшение затрат на	1. Снижения затрат на реализацию проекта. 2. Корпоративное обучение персонала. 3. Контроль руководства

<p>В3. Совершенствование технологической составляющей.</p> <p>В4. Отсутствие простоев.</p>	<p>ремонт оборудования.</p>	<p>при проведении работ.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Длительная и дорогостоящая реализация.</p> <p>У2. Снижение бюджета на разработку.</p> <p>У3. Высокая конкуренция в данной отрасли.</p> <p>У4. Появление новых конкурентов, использующих более совершенные технологии.</p>	<p>1. Доработка технологического оборудования.</p> <p>2. Снижение затрат на закупку оборудования.</p>	<p>1. Задержка финансирования разработки.</p> <p>2. Снижение качества продукции.</p> <p>3. Нечеткое соблюдение областей ответственности.</p>

### 4.3 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и инженер. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для



соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Код работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Разработка технического задания	6	11.03.21	15.03.21	Руководитель
2	Выбор направления исследования	10	16.03.21	27.03.21	Руководитель, исполнитель
3	Теоретические экспериментальные исследования	21	28.03.21	16.04.21	Исполнитель
4	Анализ результатов	12	17.04.21	2.05.21	Руководитель, исполнитель
5	Обобщение и оценка результатов	16	3.05.21	14.05.21	Руководитель, Исполнитель
6	Оформление отчёта	4	15.05.21	17.05.21	Руководитель, Исполнитель
Итого		69	11.03.21	17.05.21	Руководитель, Исполнитель

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого(среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (8)$$

Где:

$t_{ожі}$ - ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$ - минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка; в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел-дн.;

$t_{max i}$ - максимально возможная трудоёмкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T = \frac{t_{ожі}}{ч} \quad (9)$$

Где:

$T_{pi}$ -продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ -ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ -численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Таблица 17 – временные показатели проведения научного исследования.

Название работы	Трудоемкость работ			Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$
	$t_{min}$ , чел-дни	$t_{max}$ , чел-дни	$t_{ожі}$ , чел-дни	

	Науч. рук-ль	Исполнитель	Науч. рук-ль	Исполнитель	Науч. рук-ль	Исполнитель	Науч. рук-ль	Исполнитель
Разработка технического задания	5	-	7	-	5,8	-	6	-
Выбор направления исследования	4	4	6	6	4,8	4,8	5	5
Теоретические экспериментальные исследования	-	20	-	22	-	20,8	-	21
Анализ результатов	5	5	7	7	5,8	5,8	6	6
Обобщение и оценка результатов	7	7	9	9	7,8	7,8	8	8
Оформление отчёта	1	1	3	3	1,8	1,8	2	2

Следующим этапом отразим длительность работ в диаграмме Ганта.

**Диаграмма Ганта** – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{\text{кал}} \quad (10)$$

Где:

$T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$K_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (11)$$

Где:  $T_{\text{кал}}$  - количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  - количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  - количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$ .

На основании таблицы 17 строим диаграмму Ганта (таблица 18).

Отрезки на ней показывают даты начала и окончания выполнения различных видов работ в период исследования.

Таблица 18 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	исполнители	$T_{ki, \text{кал.}}$ дни	Продолжительность выполнения работ															
				Март			Апрель			Май									
				1	2	3	1	2	3	1	2	3							
1	Разработка технического задания	Р	6																
2	Выбор направления исследования	И,Р	7, 7																
3	Теоретические экспериментальные исследования	И	21																
4	Анализ результатов	И, Р	7, 11																
5	Обобщение и оценка результатов	И, Р	5, 9																



$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} \quad (12)$$

Где:  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Таблица 19 – Материальные затраты

Наименование	Единицы измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.
Датчик температуры ТСПУ Метран - 274	Шт.	1	19600	19600
Датчик давления Метран - 150	Шт.	1	23700	23700
Сигнализатор уровня Rosemount 2120	Шт.	1	8700	8700
Итого мат.затрат				52000
Транспортно-заготовительные расходы	%	3		37123,8
Итого:				89123,8

#### 4.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры,

стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчет затрат по данной статье заносится в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. Руб.
Руководитель	ПК	1	43 000
Исполнитель	ПК	1	43 000
ИТОГО:		2	86 000

В смете затраты на оборудование учитываются по амортизации. Сумма амортизационных отчислений техники и оборудования определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации.

Расчёт амортизационных отчислений.

В соответствии с Классификацией персональные компьютеры отнесены к 2-ой амортизационной группе, для которой СПИ установлен свыше 2 до 3 лет включительно.

Цена ПК больше 40000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A_{\text{рук.}} = \frac{\text{Стоимость} * N_{\text{дн.исп.}}}{\text{Срок службы} * 366} \quad (13)$$

$$A_{\text{рук.}} = \frac{\text{Стоимость} * N_{\text{дн.исп.}}}{\text{Срок службы} * 366} = \frac{43000 * 35}{3 * 366} = 1\,374 \text{ руб.}$$

365- дни в году

35 - период использования, в днях

$$A_{\text{исп.}} = \frac{\text{Стоимость} * N_{\text{дн.исп.}}}{\text{Срок службы} * 366} = \frac{43000 * 43}{3 * 366} = 1\,688 \text{ руб.}$$

#### 4.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Данный раздел включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии и доплаты) и

дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}. \quad (14)$$

Где:

$Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{осн}$ ).

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (15)$$

Где

$Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн;

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (16)$$

Где:

$Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дней  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 21).

Таблица 21 – Годовой баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365



Количество нерабочих дней (выходные/праздничные)	66	118
Потери рабочего времени отпуск/невыходы по болезни:	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (17)$$

где

$Z_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{тс}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно

0,2 – 0,5  $k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы приведён в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	Тр, раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	45000	0,3	0,25	1,3	83250	3505,3	25	87632,5
Исполнитель	15000	0,3	0,25	1,3	15337	645,8	43	27769,4
Итого $Z_{осн}$								115401,9

#### 4.4.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за

отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (18)$$

Где:

$k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Дополнительная и основная заработная плата, а также их сумма сводится в таблицу 23.

Таблица 23 – Расчет дополнительной и основной заработной платы

	З <sub>осн</sub> , руб.	З <sub>доп</sub> , руб.
Руководитель	87631,6	10515,8
Исполнитель	27768,0	3332,2
Итого		13848

#### 4.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (19)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

$k_{\text{внеб}}$  - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным  $k_{\text{внеб}} = 0,302$

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Отчисления во внебюджетные формы

	Руководитель	Исполнитель
Зп, руб.	98147,4	31100,2
Звнеб, руб.	29640,5	9392,2
Итого З <sub>внеб</sub>		39032,7

#### 4.4.6 Прочие прямые расходы

Таблица 25 – Прочие прямые расходы

	Наименование программного обеспечения	Кол-во	Цена, руб.	Сумма, руб.
Руководитель	Специальное ПО SciLab	1	20000	20000
Исполнитель	Специальное ПО SciLab	1	20000	20000
Итого				40000

#### 4.4.7 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}} \quad (20)$$

Где:

$k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов берем в размере 16%.

$$Z_{\text{накл}} = (3200 + 115401,9 + 98147,4 + 31100,2 + 39032,7) \cdot 0,16 = 45901,15$$

руб.

#### 4.4.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 26, рисунок 13.

Таблица 26 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	%	Примечание
1. Материальные затраты НИИ	3200	1,04	Пункт 4.1
2. Затраты на оборудование.	90000	29,3	Пункт 4.3
3. Затраты по основной ЗП исполнителей темы	115401,9	37,55	Пункт 4.4
4. Затраты по дополнительной ЗП исполнителей темы	13848	4,51	Пункт 4.5
5. Отчисления во внебюджетные фонды	39032,7	12,7	Пункт 4.6
6. Накладные расходы	45901,15	14,9	Пункт 4.7
7. Бюджет затрат НИИ	307383,7	100	Сумма ст. 4.1-4.7

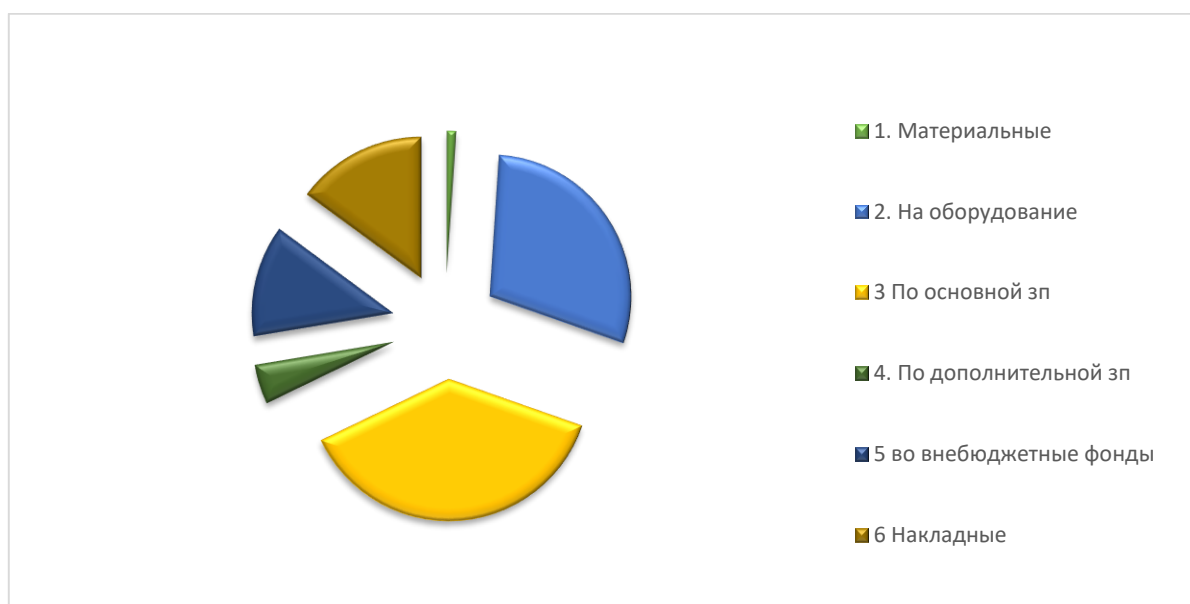


Рисунок 13 - бюджет затрат НИИ

## 4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

### 4.5.1 Определение экономической эффективности

В данном разделе рассмотрим и сравним экономическую эффективность работ по борьбе с гидратообразованием на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении на основе решений, приведённых в технологической части.

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

В качестве исходных данных возьмём следующие значения:

- Стоимость тонны метанола,  $C_{\text{CH}_3\text{OH}} - 28\,000$  руб/т;
- Стоимость тонны хлорида кальция,  $C_{\text{CaCl}_2} - 21\,000$  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,  $C_a - 2\,000$  руб./ч;
- Объём емкости,  $V_c - 0,5$  м<sup>3</sup>;
- Плотность метанола,  $\rho_{\text{CH}_3\text{OH}} - 791,8$  кг/м<sup>3</sup>;
- Плотность хлорида кальция,  $\rho_{\text{CaCl}_2} - 1335$  кг/м<sup>3</sup>;

Экономический расчёт будем проводить по следующим формулам:

1. Суммарные расходы (Р) вычисляются путём сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата:

$$P = P_{\text{и}} + P_{\text{а}}, \text{ руб}, \quad (21)$$

2. Расходы на ингибитор определяются по следующей формуле:

$$P_{\text{и}} = C_{\text{и}} + M_{\text{и}}, \text{ руб} \quad (22)$$

3. В среднем, на заправочном агрегате можно заправить в час две метанольные ёмкости. Представим объём заправки за час формулой:

$$V_{\text{ч}} = 2 \cdot V_{\text{е}} \text{ м}^3, \quad (23)$$

4. Выполняем расчёт общего времени работы данного агрегата по следующей формуле:

$$T_a = \frac{V_{из}}{2 \cdot V_e}, \text{ час} \quad (24)$$

Где  $V_{из}$  – это объём ингибитора для заправки, рассчитываемый по формуле:

$$V_{из} = \frac{M}{\rho}, \text{ м}^3, \quad (25)$$

5. Расходы на аренду агрегата рассчитывается по формуле:

$$P_a = C_a \cdot T_a, \text{ руб}, \quad (26)$$

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

$$A = P_a, \text{ руб}, \quad (27)$$

#### 4.5.2 Расчёт экономических затрат на закачку

1. Определим расходы на метанол:

$$P_{СНЗОН} = C_{СНЗОН} \cdot M_{СНЗОН} = 28\,000 \cdot 45,6 = 1\,276\,800 \text{ руб}. \quad (28)$$

2. Найдём объём метанола для заправки:

$$V_{СНЗОН} = \frac{M_{СНЗОН}}{\rho_{СНЗОН}} = \frac{45,6}{0,7918} = 57,59 \text{ м}^3 \quad (29)$$

3. Определим объём заправки за один час:

$$V_{ч} = 2 \cdot 0,5 = 1,0 \text{ м}^3 \quad (30)$$

4. Найдём общее время работы машины:

$$T_{СНЗОН} = \frac{57,59}{1,0} = 57,59 \text{ ч} \quad (31)$$

5. Определим расходы на аренду агрегата:

$$P_{аСНЗОН} = 2\,000 \cdot 57,59 = 115\,180 \text{ руб}. \quad (32)$$

6. Вычислим суммарные расходы:

$$P_{СНЗОН} = P_{СНЗОН} + P_{аСНЗОН} = 1\,276\,800 + 115\,180 = 1\,391\,980 \text{ руб}. \quad (33)$$

#### 4.5.3 Расчёт экономических затрат на закачку хлорида кальция

1. Определим расходы на хлорид кальция:

$$P_{CaCl_2} = C_{CaCl_2} \cdot M_{CaCl_2} = 21\,000 \cdot 246,4 = 5\,174\,400 \text{ руб.} \quad (34)$$

2. Найдём объём хлорида кальция для заправки:

$$V_{CaCl_2} = \frac{M_{CaCl_2}}{\rho_{CaCl_2}} = \frac{246,4}{1,335} = 184,57 \text{ м}^3 \quad (35)$$

3. Определим объём заправки за один час:

$$V_{\text{ч}} = 2 \cdot 0,5 = 1,0 \text{ м}^3 \quad (36)$$

4. Найдём общее время работы машины (6.4):

$$T_{CaCl_2} = \frac{184,57}{1,0} = 184,57 \text{ ч} \quad (37)$$

5. Определим расходы на аренду агрегата:

$$P_{aCaCl_2} = 2\,000 \cdot 184,57 = 369\,140 \text{ руб.} \quad (38)$$

6. Вычислим суммарные расходы:

$$P_{CaCl_2} = P_{CaCl_2} + P_{aCaCl_2} = 5\,174\,400 + 369\,140 = 5\,543\,540 \text{ руб.} \quad (39)$$

#### 4.5.4 Сравнение экономических затрат на применение ингибиторов

Из расчёта экономических затрат можно сказать, что затраты на применение хлорида кальция почти в 3 раза превышают затраты на применение метанола, это связано с тем, что хлорида кальция необходимо для предупреждения гидратообразования в 5,37 раза 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.

Результат расчёта представлены в таблице 27.

Таблица 27 – результаты расчёта 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	5174,00
Вес ингибитора для заправки	т	45,60	246,40
Объём ингибитора для заправки	м <sup>3</sup>	57,59	184,57
Стоимость аренды машины для заправки ингибитора	Тыс. руб./ч	2,0	2,0
Расходы на аренду	Тыс. руб.	115,18	369,14

агрегата			
Объем заправки на 1 час	м <sup>3</sup>	1,0	1,0
Общее время работы машины	ч	57,59	184,57
<b>Итого расходов</b>	<b>Тыс.руб.</b>	<b>1 421,98</b>	<b>5 566,14</b>

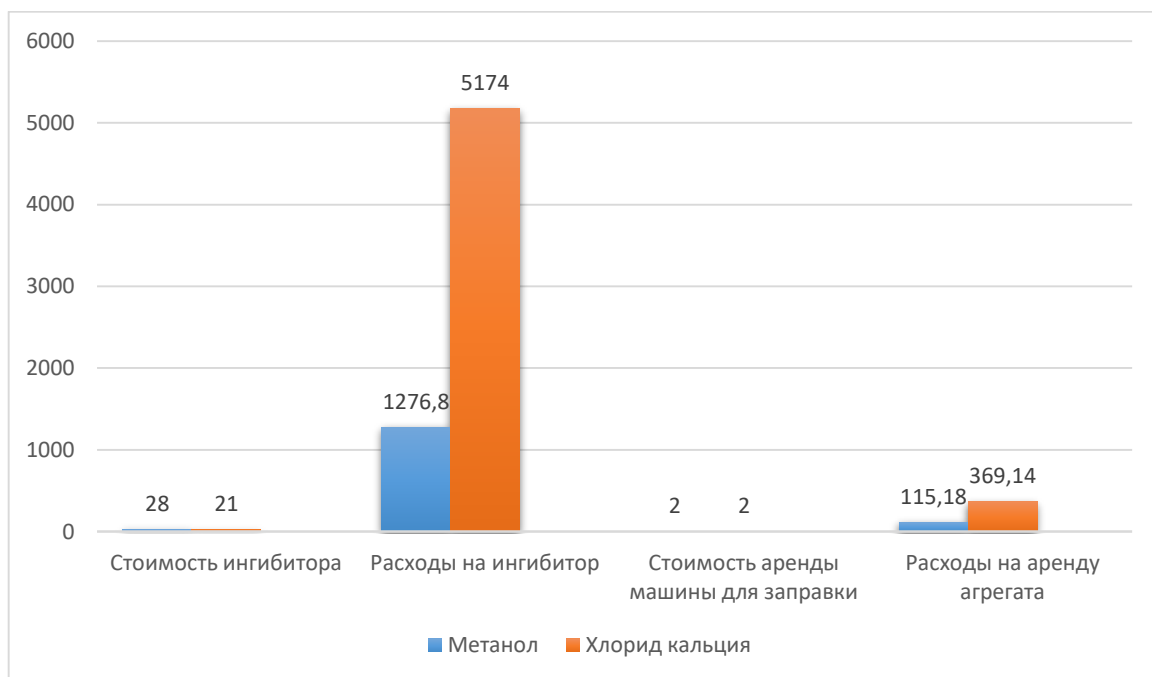


Рисунок 14 – затраты на применение ингибитора

### Вывод по разделу:

1. Проведенный анализ говорит о том, что проект крайне эффективен – технология может широко применяться на месторождении Западной Сибири, по сравнению с альтернативными технологиями закачка метанола имеет сравнительно не высокую стоимость, но при этом значительно больший эффект. При этом анализ потенциальных точек роста выявил возможность дальнейшего повышения рентабельности технологии за счет массового тиражирования и оптимизации параметров;

2. При оценке коммерческого потенциала и научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения был установлен потенциальный потребитель результатов исследования – недропользователь КНГКМ;



3. При анализе конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено что применение метанола значительно более эффективно и выгодно, по сравнению с компаниями-конкурентами;

4. На основе SWOT-анализ выделены основные сильные стороны (низкая стоимость, высокая эффективность, возможность массового тиражирования работ) и угрозы. Предложены способы применения сильных сторон для снижения рисков угрозы;

5. При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнителей по типам работ, а также разработан алгоритм составления этапов работ;

6. При планировании бюджета НТИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б73Т	Елифанов Александр Васильевич

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01.«нефтегазовое дело»
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: Тема дипломной работы: «Комплексный подход к методам борьбы с гидратообразованием на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).»</b>			
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения		Объектом исследования данной работы является анализ методов защита коррозий на Казанском НГКМ.	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:			
<b>1. Производственная безопасность</b>  1.1. Анализ выявленных вредных факторов <ul style="list-style-type: none"> <li>• Природа воздействия</li> <li>• Действие на организм человека</li> <li>• Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов)</li> <li>• СИЗ коллективные и индивидуальные</li> </ul> 1.2. Анализ выявленных опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Термические источники опасности</li> <li>• Электробезопасность</li> <li>• Пожаробезопасности</li> </ul>		Вредные факторы: Недостаточная освещенность; Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;  Опасные факторы: Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R <sub>заземления</sub> , СКЗ, СИЗ; Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.	
<b>2. Экологическая безопасность:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Выбросы в окружающую среду</li> <li>• Решения по обеспечению экологической безопасности</li> </ul>		Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов) и способы их утилизации;	

<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <p>1.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 2.разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p><b>4. Перечень нормативно-технической документации.</b></p>	<p>СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03-нормы по уровню шума. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека. ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – основы противопожарной защиты предприятий. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Епифанов Александр Васильевич		

## **5 Социальная ответственность**

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе данной работы разработка и исследование высокоэффективного источника питания для телекоммуникационного оборудования. Работа выполнялась в лаборатории ИОА СО РАН. Все работы выполнялись с использованием компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

### **5.1. Производственная безопасность**

#### **5.1.1. Отклонение показателей микроклимата в помещении**

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 28 и 29.

Таблица 28 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.1

Таблица 29 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м<sup>2</sup>, объем составляет 147м<sup>3</sup>. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м<sup>2</sup> и 20 м<sup>3</sup> объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является обще обменной. Основным недостатком - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м<sup>3</sup>[1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м<sup>3</sup>, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до

100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

### **5.1.2. Превышение уровней шума**

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [4].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты(СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

1. применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

### **5.1.3. Повышенный уровень электромагнитных излучений**

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий

диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.)[5].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт./см<sup>2</sup>, время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см<sup>2</sup>, время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см<sup>2</sup>, время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см<sup>2</sup>.

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;
2. защита расстоянием;

3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;

4. экранирование источника;

5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова ( $\text{SnO}_2$ ).

#### **5.1.4. Поражение электрическим током**

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного сприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются:  $I < 0,1$  А;  $U < (2-36)$  В;  $R_{\text{зазем}} < 4$  Ом. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.



Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. Заземление электрического оборудования;
2. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

3. Зануление источников напряжения;
4. Применение разделительных трансформаторов.

Средства индивидуальной защиты:

Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

#### **5.1.5. Пожарная опасность**

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В– горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например, ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок. кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений до взрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.



Рисунок 15 – План эвакуации

## 5.2. Экологическая безопасность

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

В оргтехнике огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть(поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому оргтехника требует специальных комплексных методов утилизации. Сначала происходит списывание техники с баланса компании.

Только после этого можно приступать к поискам компании и непосредственной утилизации техники.

Порядок проведения у каждой фирмы может быть своим, но примерная схема такова:

1. Заказчик заключает договор с исполнителем.
2. Состоится вывоз оргтехники с предприятия.
3. Исполнитель демонтирует, сортирует технику. Отделяет черный металл от цветного и драгметаллов.
4. Полученное сырье отправляется на заводы для переработки. В дальнейшем из них будут сделаны новые продукты.
5. Отходы классов повышенной опасности обезвреживаются и уничтожаются, либо их отвозят на легальные места захоронения.
6. Заказчик получает акт выполненных работ вместе с необходимыми для бухучета документами.

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки оргтехнике необходимо:

- Побеспокоится заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.
- Узнать насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ее на утилизацию после окончания срока службы.
- Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой оргтехнике и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку».

### **5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения. В случае переморозки труб должны быть предусмотрены запасные обогреватели. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

При сильных морозах – ниже 40 0С, которые приводят к частичному или полному размораживанию помещения, в результате чего, даже при восстановлении электроснабжения, становится сложно обеспечить подачу тепла потребителям. Автономная система электроснабжения позволит безопасно проходить кратковременные нарушения электроснабжения. При кратковременных нарушениях тепло-коммуникаций, необходимо заранее запастись таким количеством обогревателей чтобы согреть помещение. Предусмотреть заранее и запастись как питьевой водой, так и технической. Должен быть обеспечен транспорт, который сможет забрать вас и увезти до теплого помещения.

В лаборатории ИОА СО РАН наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

#### **5.4. Перечень нормативно-технической документации.**

##### **Перечень НТД**

1. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
2. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
3. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
5. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
6. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
7. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
8. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
9. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
10. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

- ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
11. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха.
12. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
13. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
14. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры.



## **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. Применение кинематических ингибиторов невозможно в климатических условиях Казанского месторождения (температура замерзания близка к 0°C). Для предупреждения гидратообразования на Казанском месторождении был рассмотрен метод ингибирования метанолом (CH<sub>3</sub>OH) и хлоридом кальция (CaCl<sub>2</sub>).

Расчет количества ингибитора необходимого для предупреждения гидратообразования показал, что метанола, в условиях Казанского, требуется в 5 раз меньше, чем хлорида кальция. Суточный расход составил: метанол - 125 кг/сут; хлорид кальция - 675 кг/1000 м<sup>3</sup>.

Несмотря на преимущества использования хлорида кальция (дешевизна, простота использования, нетоксичность) применение его 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, несмотря на то, что оптовая цена последнего на 25% ниже. Стоимость тонны метанола,  $C_{\text{CH}_3\text{OH}}$  – 28 000 руб/т; Стоимость тонны хлорида кальция,  $C_{\text{CaCl}_2}$  – 21 000 руб/т.

## Список используемых источников

1. Технологическая схема разработки Казанского НГКМ по состоянию на 01.01.2021.
2. Дегтярёв, Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в Северных районах / Б.В. Дегтярёв, Э.Б. Бухгалтер. – Москва: Недра, 1976, с.198
3. Истомина, В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – Москва: ООО «ИРЦ Газпром», 2004, с.252
4. Дж. Кэрролл. Гидраты природного газа / Пер. с англ. – М.: Издательство «Технопресс», 2007. – 316с
5. Истомина, В.А., Квон В.Г., Тройникова А.А., и др. Особенности предупреждения гидратообразования в системах сбора газа на поздних стадиях образования сеноманских залежей месторождений Западной Сибири. Текст научной статьи по специальности «Энергетика и рациональное природопользование» 2016 г. – с. 136 – 142.
6. Бекиров Т.М, Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата ООО «Недра-Бизнесцентр» 1999 – 596 с.
7. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – ВНИГАЗ/Газпром, 2007. – 25с
8. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных газов / М.А. Берлин, В.Г. Горченков. В.П. Капралов. – Краснодар.: Советская кубань, 2012. – С.512
9. Чухарев Н.В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов: Методические указания / - Издательство НИ ТПУ, 2010. – 30 с. 7.
10. Сыроежко А.М., Пекаревский Б.В. Технология переработки природного газа и газового конденсата Учебное пособие. – Санкт-Петербург: СПбГТИ (ТУ), 2011. – 160 с.

11. ОСТ 51.40-93 – Физико-химические показатели природных газов, поставляемых и транспортируемых по магистральным газопроводам.
12. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа, М.: Инфарм, М, 2012. – 360 с.
13. Коршак, А.А. Основы нефтегазового дела: учебник / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Уфа: Знамя, 2010. – 544 с.
14. Метисоавская Л.П., Павлинич М.Ф., Филипов В.П. Основы нефтегазового производства. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ», 2015. – 276 с.
15. Богачёв С.Ф., Вараксин В.В., Григоренко К.Н. и др. «Проект разведки Казанского газоконденсатного месторождения». Томск, ОАО «Томскгазпром», 2003 г. – 120 с.