

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Моделирование процессов предотвращения гидратообразования на примере нефтегазоконденсатного месторождения У (ЯНО)

УДК 622.279.72-048.58(571,121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Карапузов Иван Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
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, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
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)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
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)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
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)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождения
Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ГРНМ
_____ Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Карапузов Иван Андреевич

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.03.2017 г. 1959/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Пакет геологической и геофизической информации по нефтегазоконденсатному месторождению У, реагенты-ингибиторы</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Характеристика нефтегазоконденсатного месторождения У2. Общая характеристика, образование гидратов углеводородных газов, их свойства и методы разрушения3. Моделирование процесса отложения гидратов и методов ингибирования гидратообразования в Aspen HYSYS4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2017 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			08.02.2017 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Карапузов Иван Андреевич		08.02.2017 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Карапузову Ивану Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

<i>1. Стоимость материалов для выполнения работ по закачке ингибитора</i>	<i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ, по закачке метанола, этиленгликоля, ДЭГ, ТЭГ. Расчет амортизации месячной амортизации трубопровода.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ингибитора, стоимость прокладки трубопровода.</i>	<i>Нормы расхода ингибиторов, нормы расхода труб для прокладки трубопровода.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Расчет стоимости ингибитора и оценка ресурсосбережения</i>	<i>Производится расчет стоимости материала для ингибирования</i>
<i>Расчет стоимости трубопровода</i>	<i>Расчет стоимости строительства трубопровода.</i>
<i>Расчет общей стоимости закачки ингибитора</i>	<i>Расчет стоимости закачки и транспортировки ингибитора и выбор ингибитора.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Сравнительная диаграмма стоимости ингибирования.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н, доцент		07.03.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Карапузов Иван Андреевич		07.03.2017г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Карапузову Ивану Андреевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочее место – блок распределения ингибитора. Оборудование – Установка подачи ингибитора Водометанольный раствор – ингибитор гидратообразования.</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Оценка выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Исследование выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p><i>При работе и обслуживании установки подачи водометанольного раствора персонал попадает в зону действия следующих вредных и опасных производственных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> •движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, материалы; •производственный шум и вибрация, высокое давление газа или воздуха в системе, высокое напряжение электрического тока; •загазованность воздушной среды природным газом, газовым конденсатом, парами метанола, одоранта, сварочными аэрозолями и др; •неблагоприятные метеорологические условия - температура (низкая или высокая), влажность воздуха, скорость движения воздуха (сквозняки); •поражение электрическим током; •утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны 	<p><i>Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу, таких как природный газ либо</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> – оценка воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – оценка воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – оценка воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<p><i>разливы водометанольного раствора. Рекультивация земель с проливом метанола.</i></p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p><i>Виды чрезвычайных ситуаций, например:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> •пожары; •террористические акты; • аварии и др. <p><i>Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям. Возможными причинами аварий могут быть:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> •ошибочные действия персонала при производстве работ; •отказ приборов контроля и сигнализации; •отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии; •производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий; •старение оборудования (моральный или физический износ); •коррозия оборудования; •факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p><i>Порядок организации работы по обеспечению безопасных условий труда, регулирование трудовых отношений между работодателем и работником определяется «Трудовым кодексом Российской Федерации», общегосударственными и отраслевыми НД в области охраны труда. Основным направлением работ по охране труда в организациях является планомерное осуществление комплекса организационно-технических мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда на всех уровнях производства.</i></p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры БЖД	Немцова О.А.	ассистент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Карапузов Иван Андреевич		18.04.2017

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
 Период выполнения: весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2017
--	------------

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
18.03.2017	Введение	5
26.03.2017	Литературный анализ сведений об образовании, свойствах и методах разрушения гидратов	10
28.03.2017	Постановка цели и определение задач исследования	5
3.04.2017	Геологическая часть: характеристика месторождения, его геологические и геолого-физические свойства	10
14.04.2017	Характеристика метода и объекта исследования	5
16.04.2017	Моделирование ингибирования потока газа	30
	Анализ и обсуждение результатов	10
11.05.2017	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
17.05.2017	Заключение	5
1.06.2017	Реферат, аннотация	2
	Предварительная защита дипломной работы	–
12.06.2017	Написание пояснительной записки	2
13.06.2017	Подготовка доклада	3
14.06.2017	Оформление презентации	3
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Чеканцева Л.В.			

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 84 страниц, 21 рисунка и 12 таблиц.

Ключевые слова: гидраты, ингибитор, моделирование, гликоли.

Объектом исследования являются гидраты углеводородных газов и ингибирование их различными спиртами.

Цель работы заключается в подборе оптимального реагента-ингибитора для получения лучшего экономического эффекта при ингибировании потока газа, а также оценка эффективности использования ингибитора при добыче и транспортировке газа.

В работе представлены сведения о геолого-физических характеристиках, геофизических исследованиях, составе газа и воды месторождения У.

Актуальностью данной работы является повышению межремонтного периода сборных трубопроводов, а также уменьшение загрязнения окружающей среды и уменьшения вредного влияния ингибиторов гидратообразования на работников общества.

В процессе исследования изучались зависимости эффективности использования ингибиторов гидратообразования, проводилась оценка режима течения газа по трубопроводу, расчет экономической эффективности от замены уже используемого ингибитора на другие возможные вещества ингибиторы

Область применения варьируется от этапа добычи газа и конденсата до дальнейшей транспортировки до мест назначения.

Данные исследования имеют практическое значение для дальнейшей работы с целью создания ингибитора на основе гликолей, так как процесс гидратообразования с временем разработки месторождения будет увеличивать свои масштабы, а экономические затраты на ингибирование соответственно увеличиваться.

Оглавление

1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА	14
1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика района.....	14
1.2 Тектоника.....	18
1.3 Нефтегазоносность разреза.....	21
1.4 Литолого-физическая характеристика продуктивной толщи ачимовских отложений месторождения У.	23
1.5 Гидрогеологическая характеристика разреза.	27
2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРАТОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И УСЛОВИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ	29
2.1 Общие сведения	29
2.2 Условия гидратообразования	32
2.3 Образование гидратов в системах добычи, сбора и подготовки газа.....	35
2.3.1 Места образования гидратов	35
2.3.2 Методы борьбы с образованием гидратов	37
2.3.3 Общая характеристика ингибиторов гидратообразования	39
2.4 Методы борьбы с гидратообразованием на НГКМ У	44
2.4.1 Химический метод предотвращения гидратообразования.....	44
2.4.2 Оборудование скважины.....	51
2.4.3 Технологические способы борьбы.....	55
2.4.4 Расчет необходимого количества ингибитора.....	58
3 АНАЛИЗ ЗАМЕНЫ МЕТАНОЛА НА РАСТВОРЫ ГЛИКОЛЕЙ	61
3.1 Моделирование процесса ингибирования гидратообразования на НГКМ У	62
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
4.1 Расчет стоимости ингибитора и оценка ресурсосбережения	69
4.2 Расчет стоимости трубопровода	70
4.3 Расчет общей стоимости закачки ингибитора	73
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	75
5.1 Производственная безопасность	75
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов	75
5.1.2 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	76
5.1.3 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.	80

5.1.4 Превышение уровней шума	80
5.2 Анализ опасных факторов	81
5.2.1. Электрический ток.....	81
5.2.2. Пожаро – и взрывоопасность.....	82
5.2.3 Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов и предотвращению риска аварий на опасном производственном объекте.....	83
5.3 Экологическая безопасность	85
5.3.1 Концепция процесса ремедиации почвы, загрязненной метанолом	85
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	86
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	91

ВВЕДЕНИЕ

При добыче газа на месторождениях Сибири и Крайнего Севера гидратообразование имеет особое значение, так как оно влечет за собой как экономические потери, так и повышение рисков возникновения аварий. Гидратообразование провоцирует неэффективное использование ресурсов и снижение уровня безопасности труда, что сказывается не только на имидже и доходах компании, но и несет в себе угрозу жизни и здоровью рабочих. Образование гидратов можно предотвратить или ликвидировать уже образовавшийся газогидрат. С точки зрения соблюдения заданного технологического режима и с экономической стороны добычи газа выгоднее бороться с еще не образовавшимся гидратом. Существует несколько способов предотвращения этой проблемы, но наиболее выгодным и эффективным при низких температурах является способ ввода ингибиторов гидратообразования в поток газа. Одним из самых часто используемых ингибиторов на сегодня является метанол. Это обусловлено его сравнительно низкой ценой, простотой регенерации и высокой отработанностью процесса. Именно благодаря этим плюсам метанол стал один из самых распространенных ингибиторов для борьбы с гидратами. Минусами этого ингибитора являются сильная токсичность, как в жидкой, так и газообразной фазе и высокая пожароопасность и взрывоопасность, что может повлечь за собой не только тяжелые осложнения здоровья у рабочих, но и привести к летальному исходу.

Целью работы является моделирование ингибирования и гидратообразования на нефтегазоконденсатном месторождении У и оценка эффективности замены метанола на растворы гликолей. Объектом исследования является ингибиторы гидратообразования, а предметом исследования скважины – система сбора газа и конденсата месторождения У.

Новизна работы заключается в предложении ингибирования гидратов при добыче и сборе растворами гликолей, вместо общепринятого на месторождении У ингибитора метанола. Полученные результаты исследования могут быть изучены в дальнейшем на предприятии ООО «Газпром добыча У» для

повышения экономической целесообразности добычи газа и понижения вредных выбросов при утилизации метанола. В процессе работы было выяснено, что использование общепринятого метода ингибирования в виде метанола нецелесообразно с экономической точки зрения и с точки зрения ответственности предприятия перед работниками общества.

Актуальностью данной работы является повышению межремонтного периода сборных трубопроводов, а также уменьшение загрязнения окружающей среды и уменьшения вредного влияния ингибиторов гидратообразования на здоровье работников общества. Именно отрицательная сторона использования метанола как ингибитора обуславливает высокую актуальность перехода на альтернативные методы борьбы с гидратами. Таким образом замена метанола на гликоли существенно снизит затраты на сам ингибитор, оборудование, получение лицензий и поспособствует сокращению травматизма на рабочих местах. Помимо всего прочего компания станет более привлекательной как для высококвалифицированных специалистов, так и для инвесторов и страховых служб, путем сокращения количества несчастных случаев и случаев развития болезней в следствии отравления метанолом.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА

1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика района

Нефтегазоконденсатное месторождение У расположено к северо-востоку от г. У. Расположение показано на рисунке 1.1.

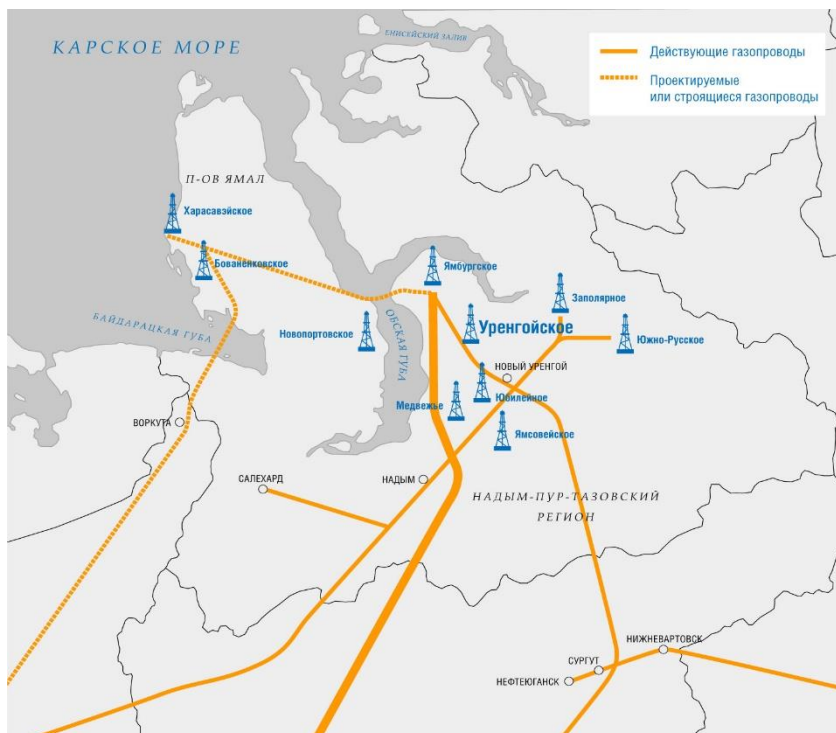


Рисунок 1.1 – Географическое расположение месторождения

Продуктивными являются верхнемеловые (сеноманские) и нижнемеловые отложения. Важнейшая по запасам газа сеноманская залежь связана с верхней частью толщи, порядка 500 м мощностью, преобладают песчаные образования. Длина залежи составляет 180 км, ширина от 23 до 50 км, площадь газоносности 4750 км², пластовая температура изменяется от 27 °С в своде и до 34°С у контакта "газ – вода".

Залежь водоплавающая со слабым наклоном газо-водяного контакта в северном направлении, начальная отметка ГВК – 1203,5 м.

На момент начала разработки пластовое давление было $P_{пл} = 119,5$ атм.

Песчаники характеризуются хорошими коллекторскими свойствами: открытой пористостью от 9 до 38% и проницаемостью от 10 - 1000 мД и более, что обеспечивает получение высоких дебитов конденсата и газа.

Геологический разрез месторождения У представляет собой терригенные песчано-глинистыми отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, которые залегают на породах палеозойского складчатого фундамента. Стратиграфия мезозойско-кайнозойских отложений представлена по материалам региональной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западно - Сибирской равнины.

Палеозойский фундамент

На площади У опорной скважиной СГ-6 вскрыты отложения палеозойского фундамента на глубине 7000 м. Породы представляют собой метаморфизованные аргиллиты и алевролиты.

Меловая система

Отложения представлены всеми ярусами нижнего и верхнего отделов меловой системы и объединены в три надгоризонта:

- дербышинский (турон, коньяк, сантон, кампан, маастрихт) ;
- зареченский (берриас, валанжин, готерив, баррем, нижняя часть апта);
- покурский (верхняя часть апта, альб, сеноман).

Основание меловых отложений сложено сортымской свитой, которая включает в себя в нижней части ачимовскую толщу, выше мощную преимущественно глинистую толщу и песчано-алевролитово-глинистую.

Ачимовская толща состоит из песчаников серых, мелкозернистых, слюдистых, часто известковистых, с прослоями песчано-алевролитовых и глинистых пород. По текстуре песчаники однородные или горизонтально-слоистые с прослоями глинистого материала и углистого детрита. Аргиллиты темно-серые, слюдистые, крепкие, горизонтально-слоистые. Мощность ачимовской толщи составляет от 43 до 167 м. Отложения ачимовской толщи содержит продуктивные пласты Ач₁ - Ач₆, имеющие локальное распространение и содержащие газ, газоконденсат и нефть.

Вышеležающие породам характерны аргиллитоподобные глины, серые, темно-серые и алевритовые, с различными типами слоистости и с невыдержанными прослоями песчаников.

Песчаные пласты, залегающих в этой части разреза, на данной площади продуктивны БУ₁₆ и БУ₁₇.

Верхняя часть сортымской свиты представлена песчаниками серыми, с прослоями глин аргиллитоподобных, серых, темно-серых, тонко отмученных и алевритовых, разнообразно слоистых. Содержит обугленный растительный детрит, скопление криноидей. Толщина этой части свиты достигает 100 м.

На месторождении У в разрезе верхней части свиты выделяются основные продуктивные пласты - БУ₁₀ и БУ₁₁.

Кровля сортымской свиты включает в себя глинистую чеускинскую пачку, состоящую из серых, темно-серых аргиллитоподобных глин, и алевритовых глин, с единичными пластами песчаников. Мощность чеускинской пачки составляет 19 – 47 м.

Вартовскую свиту подразделяют на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижневартовская подсвита состоит из серых, иногда аргиллитоподобных глин, чередующихся с алевролитами и песчаниками. К этой подсвите на месторождении У приурочены продуктивные пласты БУ₈ - БУ₉. Толщина подсвиты составляет 131 – 215 м.

Перекрывается нижневартовская подсвита выдержанной по всей площади месторождения пачкой глин. Глины серые и темно-серые. Толщина 8 - 15 м.

Средневартовская подсвита представляет собой серые песчаники, с прослоями серых глин. Толщина 181 – 336 м.

Верхневартовская подсвита представлена песчаниками и алевролитами серыми, иногда зеленовато-серыми. Отмечаются редкие прослои аргиллитоподобных глин. Содержит обугленный растительный детрит, остатки флоры, единичные фораминиферы. В составе подсвиты выделяются шесть песчаных пластов. Толщина подсвиты от 250 до 400 м.

Покурскую свиту условно подразделяются на 3 части в соответствии ярусам.

В пределах аптского яруса она представлена песчаниками светло-серыми, реже серыми, в отдельных прослоях с зеленоватым оттенком, часто каолинизированными, которые чередуются в сочетании с глинами, алевролитами темно-серыми. Мощность составляет до 200 м.

Альбский ярус нижнего мела представлен крупными пачками глин, глинистых алевролитов, преимущественно темно-серого цвета в единичных прослоях с зеленоватым, буроватым оттенком, чередуются в сложном сочетании с песчаниками серыми и светло-серыми, иногда каолинизированными, с глинами в основании отдельных пластов. Породы преимущественно горизонтально-слоистые. Содержит растительный детрит, остатки растений, сидерит, единичные пласты бурых углей. Мощность до 380 м.

В пределах сеноманского яруса верхнего мела в составе покурской свиты распространены пески уплотненные, песчаники серые, мелко зернистые, слабо сцементированные, глины алевролитистые, темно-серые до серых, нередко углистые. Содержит растительный детрит, обрывки растений. Мощность 300 – 350 м.

Туронский ярус верхнемелового отдела представлен отложениями кузнецовской свиты (K_{2t}), которая сложена глинами темно-серыми до черных, слабо битуминозными, алевролитистыми, мощностью 20 - 40м.

Коньякский, сантонский и кампанский ярусы объединяются в березовскую свиту, в подошве которой залегают песчано-алевролитовые породы, встречаются кремнистые разности. Верхняя часть березовской свиты сложена преимущественно глинистыми породами. Мощность свиты составляет 150 – 250 м.

В пределах маастрихтского яруса верхнего мела и датского яруса палеогеновой системы выделяется ганькинская свита, сложенная глинами и песчано-алевролитовыми породами с преобладанием алевролитовых в подошве свиты. Мощность свиты 250 – 350 м.

Палеогеновая система

В разрезе палеогена выделяются отложения тибейсалинской, люлинворской, юрковской свит и корликовской толщи.

В нижней части тибейсалинская свита (P_1) сложена глинами серыми и темно-серыми, слюдистыми с маломощными прослоями песчаников и алевролитов, а в верхней - преимущественно алевроито-песчаными породами. Мощность свиты изменяется от 180 до 320 м. Люлинворская свита (P_2) подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты и сложена глинами опоковидными, алевролитистыми с прослоями диатомитовых глин. Мощность свиты 150 – 200 м.

Юрковская свита представлена песками светло-серыми разнозернистыми с прослоями и линзами глин и гравия. Встречаются прослои бурого угля. Общая толщина юрковской свиты достигает 100 м.

Корликовская толща объединяет песчаные отложения континентального генезиса. Породы представлены песками белыми и светло-серыми, плохо отсортированными с линзами гравелитов. Характерно обилие каолина в виде заполнителя гнезд, линзообразных прослоев и окатышей. Толщина достигает 100 м.

Четвертичные отложения (Q)

Разрез четвертичных отложений образован песками, глинами, супесями с включениями гравия и галек, а также древесно-растительных остатков. В верхнем слое установлены отложения торфяных болот. Толщина четвертичных отложений варьируется от 18 до 50 м.

1.2 Тектоника

Район работ в тектоническом отношении расположен в пределах внутренней области Западно - Сибирской плиты на тектонической карте, названной Ямало-Тазовской мегасинеклизой, состоящей, из четырех крупных элементов: Надым-Тазовской и Ямало-Гыданской синеклиз, Мессояхской гряды и Енисейско-Хатангского желоба.

Надым-Тазовская синеклиза является самой крупной из всех структур данной категории, выделяемых в пределах Западно - Сибирской плиты. Она осложнена большим числом структур I порядка, по характеру которых ее можно разделить на три зоны: западную, центральную и восточную.

К центральной зоне относится структура порядка Нижнепурский мегавал, который, в свою очередь, осложнен структурами II порядка: Центральным Уренгойским валом, переходящим на севере в Табьяхинский структурный нос.

Залежи углеводородов в неокме контролируются Центральным Уренгойским валом и осложняющими его более мелкими структурами (Северо-Уренгойская, Центрально-Уренгойская, Уренгойская, Есетяхинская), выделенными по сейсмическим данным. Газовая залежь в сеномане включает в себя по площади помимо Центрального Уренгойского вала Табьяхинский структурный нос, Ен-Яхинское и Песцовое куполовидные поднятия. По кровле коллекторов пласта БУ₈ Уренгойская структура представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридиального простирания.

Если структура в целом соответствует Центральному Уренгойскому валу, то осложняющие его локальные поднятия соответствуют принятым при подсчете запасов структурным зонам:

Центрально-Уренгойскому поднятию I (север ЦПЗ) соответствует участок с размерами по изогипсе – 2600 м 9,5*7,0 км с амплитудой 35 м.

Центрально-Уренгойскому поднятию II (юг ЦПЗ) соответствует участок, прилегающий к скважине 58, по изогипсе – 2600 м размеры составляют 12,0*4,7 км с амплитудой 30 м. Оба поднятия имеют меридиональное простирание.

Уренгойское локальное поднятие (ЮК) вытянуто в региональном направлении, по форме оно близко к овальной, по изогипсе – 2625 м размеры составляют 19,0*9,0 км и амплитуду 60 м.

1.3 Нефтегазоносность разреза.

Верхняя в разрезе месторождения залежь вскрыта на глубине 1130 – 1300 м в кровле покурской свиты (сеноман) и по площади включает в себя помимо собственно Уренгойского вала, Ен-Яхинское и Песцовое поднятие.

Залежи сеномана на севере Тюменской области относятся к субмассивному типу. Отсутствие сплошных глинистых экранов, которые разделяют залежь по площади и этажу газоносности, что не позволяет относить их к пластово-массивному типу. С другой стороны, наличие изменчивых линзовидных прослоев, иногда большой протяженности и площади, отличает их от залежей массивного типа, для которых характерно вторжение пластовых вод как по напластованию, так и по вертикали. Рассматриваемые залежи водоплавающие. Контакт "газ-вода" имеет слабый наклон в субмеридиональном направлении.

По существу, система структур, составляющих собственно Уренгойскую антиклиналь и примыкающих к ней поднятий (Ен-Яхинское, Песцовое), объединяют в одну крупнейшую с единой плоскостью газоводяного контакта. От собственно залежи У эти структуры отделяются различными по ширине и высоте седловинами. В пределах Ен-Яхинской залежи по новым данным газоводяной контакт прослеживается на отметках -1193 ÷ -1199 м. Наклон плоскости ГВК отмечается в северо-восточном направлении .

Средняя газонасыщенная толщина по площади У 60,8 м.

Площадь газоносности залежи У - 2876 км² (категория В+С₁), максимальная высота залежи У достигает 225 м.

Газоконденсатнонефтяные залежи нижнемеловых отложений месторождения У введены в разработку в 1985 г.

На конец 1994 г. на нижнемеловые залежи месторождения У пробурено ■ разведочных и ■ эксплуатационных скважин (■ - газоконденсатных и ■ - нефтяных).

Стратиграфически основные продуктивные горизонты нижнего мела соответствуют сортымской свите берриас - валанжина и тангаловской свите валанжин - готерива. Диапазон нефтегазоносности нижнемеловых отложений охватывает низы покурской свиты - пласты ПК₁₈, ПК₂₁, группы АУ и вышеназванных свит - пласты БУ₀-БУ₅, (все пласты газонасыщенные), пласты БУ₈⁰, БУ₈, БУ₉, БУ₁₀₋₁₁, БУ₁₂¹, БУ₁₃, БУ₁₄, БУ₁₆ - БУ₁₉ (нефтегазонасыщенные), пласты БУ₁₂², БУ₁₅ (газонасыщенные).

По существу, система структур, составляющих собственно Уренгойскую антиклиналь и примыкающих к ней поднятий (Ен-Яхинская, Песцовое) объединяют одну крупнейшую залежь с единой плоскостью газоводяного контакта. Отделяются структуры от залежи У различными по ширине и высоте седловинами. Наиболее широкая седловина связывает Уренгойскую структуру с Ен-Яхинской (до 20 км); наиболее узкая (до 5 км) Северо - Уренгойская.

Длина залежи 180 км, ширина от 23 до 50 км, площадь газоносности залежи У – 2876 км². Максимальная высота залежи У достигает 225 м.

Начальное среднее пластовое давление составляло 122,1 кгс/см², пластовая температура +31 °С. Средняя газонасыщенная толщина по площади У 60,8 м.

Фильтрационно-емкостные параметры:

- открытая пористость.....28-35 %
- проницаемость.....500 - 1500 мД

- газонасыщенность.....70-74 %

Площадь распространения пород ачимовской толщи – более 600 тыс. км².
Ареал простирается пород ачимовской толщи с севера на юг – более 1200 км, с запада на восток – около 400 км в пределах территории ХМАО и ЯНАО. В северной части своего распространения на территории ЯНАО ачимовские отложения преимущественно газоносны. Ресурсы углеводородов ачимовских отложений на территории округа по различным оценкам составляют от 6 до 20 млрд.т.у.т.

Физико-химические характеристики нефти и конденсата представлены в таблицах 1.3.1 и 1.3.2.

Таблица 1.3.1 Физико-химическая характеристика поверхностных проб нефти. Пласт Ач₅¹, Ач₅²⁻³

№ скв.	Интервал перфорации, м	Кинематическая вязкость, 1*10 ⁻⁶ м ² /с		Сера, %	Парафины, %	Смолы, %	Асфальтены, %	Плотность нефти, кг/м ³
		20°С	50°С					
180	3775-3810	7.21	3.52	0.16	1.78	2.69	0.13	

Таблица 1.3.2 Физико-химические свойства конденсатов. Пласт Ач₅²⁻³

№ скв.	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см ³	Вязкость при 20°С, 1*10 ⁻⁶ м ² /с	Сера, %	Смолы, %	Парафины, %	Коэффициент извлечения конденсата
720	3673-3687	0.7705	1.391	0.019	0.18	3.48	0.568
722	3632-3638	0.7893	2.072	0.021		4	0.65

1.4 Литолого-физическая характеристика продуктивной толщи ачимовских отложений месторождения У.

Ачимовская толща входит в состав мегионской свиты меловой системы. Возраст ее берриас-ранний валанжин (нижний мел). Данные отложения, распространённые повсеместно в пределах Западной Сибири, за исключением наиболее западных районов, и имеют различную толщину от 10 до 170 м. Ачимовская толща рассматривается как разновозрастное образование морских течений, встречается в основании континентальных палеосклонов и перекрывает глубоководные глины Верне-берриас-валанжинского и нижнеготеривского бассейнов.

Песчаники ачимовской толщи обладают линзовидной формой, и латерально замещены аргиллитами.

По данным сейсморазведки зоны аномальных разрезов картируются узкими субмеридианальными полосами, параллельными в плане палеобереговыми линиями регрессирующего неокомского морского бассейна. В клиноморфных линзах неокома песчаные пласты формировались на этапах регрессивного осадконакопления в пределах слабо наклонной (субгоризонтальной) части шельфовой террасы, замещаясь глинистыми разностями при переходе террасы к ее склону. Излишки песчаного материала выносились за пределы террасы к подножью склона и формировали наклонные на запад песчаные линзы ачимовской толщи. Огромные массы песчано-алевритовых образований либо «врезаются» в рыхлые глины баженовской свиты, разрывая, смещая и сминая их в складки, либо перекрывают глинистые осадки, протягиваясь субмеридиональными полосами, параллельными в плане склонам шельфовых террас.

Ачимовская толща Уренгойско-Пуровской зоны представлена переслаиванием песчано-глинистых пород. Песчаники кварцево-полевошпатового состава средне-крепко-сцементированные, мелкозернистые, слюдистые, однородные и горизонтально слоистые за счет прослоек глинистого материала и растительного детрита. Глинистые разности – аргиллиты крепкие, массивные, и также тонко-горизонтально-слоистые за счет прослоек алевритового материала.

Цемент пород ачимовской толщи представлен хлритовыми и карбонатными разновидностями. Материнскими породами для промышленных залежей углеводородов в ачимовских отложениях являются юрские породы при этом считается, что источником нефти служат баженовские, а газа-тюменские отложения. Ачимовские отложения залегают внутри мощной глинистой толщи, которая с одной стороны «амортизирует» уплотнение, а с другой, препятствует оттоку поровых вод из зажатых линз.

Залежи углеводородов в ачимовской толще газоконденсатного месторождения У контролируются четырьмя основными резервуарами представленными песчано-алевритовыми телами, достигающими по толщине первых десятков метров.

На северном куполе выделяются два песчаных горизонта, которые индексируются Ач₁ и Ач₂. Ач₁ распространяется на северо-западном склоне купола, Ач₂-на его западной периклинали. Горизонты разделены 7-10 метровой толщиной глинистых пород.

В пределах восточной периклинали СК, собственно Уренгойского и Центрально-Уренгойских поднятий выделяются горизонты Ач₃₋₄, который и содержит основной объем запасов углеводородов в разрезе ачимовского нефтегазоносного комплекса. Газоконденсатная залежь структурно-литологического типа на западной периклинали Центрально-Уренгойских поднятий характеризуется наличием нефтяной оторочки. Тело продуктивного горизонта Ач₃₋₄ на востоке и на западе ограничивается зонами фациального замещения песчано-алевритовых пород глинисто-алевритистыми разностями. В пределах северного купола по данным бурения установлена зона отсутствия коллекторов, на юге залежь горизонта Ач₃₋₄ контролирует так называемый литологический барьер. Характерно, что фонтаны газоконденсатной смеси с промышленными дебитами получены как правило, в скважинах, пробуренных в межкупольных зонах, так как горизонт Ач₃₋₄ здесь более однородный по литологическому составу, чем в скважинах на бортах поднятий. В скважинах, пробуренных в сводовых частях Центрально-Уренгойских

поднятий, нефтегазоносность горизонта не подтверждена в связи с ухудшением коллекторских свойств. На западном борту Центрально-Уренгойских и собственно Уренгойского поднятий по результатам испытаний установлены газонефтяной и водонефтяной контакты.

Второй по величине залежью ачимовского комплекса является залежь горизонта Ач₅. Песчаное тело горизонта вытянуто в меридианальном направлении, аналогично пласту Ач₃₋₄. Залежь развита в пределах северо-восточного склона Уренгойского поднятий и восточном борту Центрально-Уренгойского поднятия. Далее в восточном направлении Ач₅ развит в пределах Восточно-Уренгойской, Ево-Яхинской и Ново-Уренгойской площади. Аналогично горизонту Ач₃₋₄ газоконденсатная часть залежи тяготеет к межкупольным зонам, в восточной части залежи выделяется водонефтяная зона.

По результатам лабораторных исследований пород ачимовской свиты коллекторы изучаемой толщи представлены средне-мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, которые характеризуются коэффициентами пористости от 7-10 до 23%. Проницаемость пород ачимовских отложений контролируется преимущественным размером зерен: в соответствии с изменением медианного диаметра зерен по гранулометрическим данным от 0.06 до 0.18-0.19 мм коэффициенты проницаемости пород колеблются от 0.01-0.1 мД до 10-20 мД и в редких случаях достигают 100 мД и более. Преобладают в разрезе алевритовые разности с коэффициентами проницаемости до 1-10 мД.

Разнозернистый состав, плохая сортированность песчаных пород в сочетании со слоистой текстурой и значительной заглинизированностью обуславливают сложную структуру порового пространства приуроченных к ним коллекторов. Данным отложениям свойственна существенная литологическая изменчивость как по разрезу, так и по площади залежи, что и определяет значительное различие скважин по продуктивности: газоконденсатной смеси от 10 до 100 тыс м³/атм, реже более 100 тыс. м³/атм, притоки нефти, как правило, не превышают 10-20 т/сут [27].

По данным геофизических исследований породы ачимовской свиты характеризуются удельными электрическими сопротивлениями по боковому методу (БК) в зависимости от насыщения коллекторов : водонасыщенные – от 4 до 14 Ом*м , нефтенасыщенные – от 10 до 20 Омм и газонасыщенные – от 30 до 65 Ом*м и более , и показаниями метода интегральной естественной радиоактивности (ГК) от 2-3 до 10 γ . Пределы изменения геофизических параметров $\delta_{\text{п}}$, ΔT по данным гамма-гамма плотностного (ГГК-П) и акустического (АК) методов соответственно: 1.7-2.7 г/см³, 200-300 мкс/м. Водородосодержание по данным нейтрон-нейтронного метода ($K_{\text{п,н}}$) составляет от 6-10 до 25%, амплитуда потенциалов собственной поляризации ($\Delta U_{\text{пс}}$) изменяется от 5 до 50 мВ.

Естественная температура в ачимовских отложениях изменяется в широких пределах от 60 до 120 °С, в среднем составляя 80-90°С.

Пластовые давления имеют явно выраженный аномальный характер (АВПД). Коэффициент аномальности в пределах Уренгойско-Пуровской зоны достигает величин 1.45-1.75, а иногда и выше. На месторождении У с глубины 3500 м вскрываются высоконапорные газоконденсатные залежи с пластовыми давлениями, превышающими 60 МПа. Здесь коэффициент аномальности более 1.8.

1.5 Гидрогеологическая характеристика разреза.

На месторождении в гидрогеологическом отношении изучена лишь верхняя часть мезозойско-кайнозойской водонапорной системы, приуроченной к осадочному чехлу и состоящей из двух гидрогеологических этажей: верхнего, с которым отождествляется олигоцен-четвертичный водоносный комплекс, и нижнего, включающего водоносные и водоупорные комплексы палеоценового и мезозойского возраста. Верхний этаж находится в зоне активного водообмена в отличие от нижнего, характеризующегося повышенной гидрогеологической закрытостью и доминированием в общем балансе запасов седиментационных вод.

Гидрогеологически ачимовские отложения приурочены к неокомскому водоносному комплексу. Преобладают хлоркальцевые воды с минерализацией от 7.5 до 10-12 г/л. Удельное электрическое сопротивление пластовой воды при температуре пласта 90°С составляет 0.2-0.22 Ом*м [28].

2 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРАТОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И УСЛОВИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

2.1 Общие сведения

Углеводородные газы при определенных термодинамических условиях и при вступлении во взаимодействие с водой, способны образовывать твердые соединения, называемые гидраты.

Гидраты – это твердые кристаллические соединения, имеющие разнообразную кристаллическую структуру, показанную на рисунке 2.1, образованные водой и молекулами газа. Они входят в более крупный класс химических соединений, известных под названием «клатраты» или «соединения включения».

Клатратами называют соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур, образованных молекулами другого вещества.

Многие из компонентов, обычно входящих в состав природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. Потери же самого газа на образование твердого газогидратов ничтожно мало, по сравнению с общим расходом по трубопроводу [1].

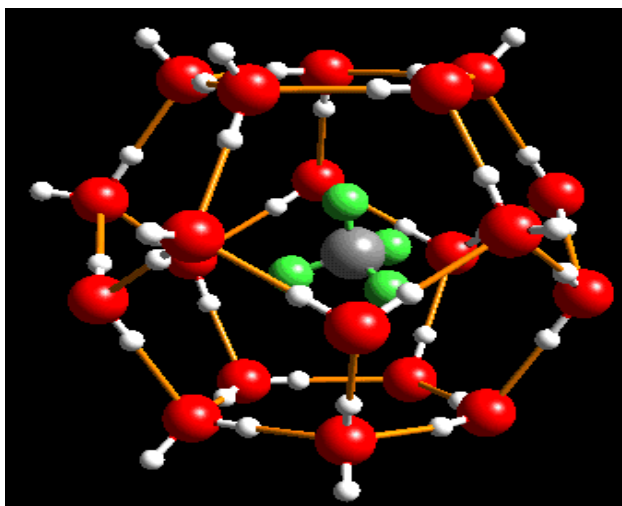


Рисунок 2.1 - Строение газового гидрата [9].

Структура газовых гидратов наглядно может быть представлена как сетчатый каркас льда, состоящий из молекул воды. При этом в каркасе имеются

полости, и эти полости заполнены газом. Гидраты имеют шесть различных форм, в зависимости от структурной формы внутренних ячеек и молекулярных характеристик:

1) молекулярные сита, характеризующиеся взаимосвязанными сквозными полостями - проходами;

2) каналные комплексы, образующиеся, когда молекулы клатратообразователи образуют кристаллическую решетку с трубчатыми полостями;

3) слоистые комплексы, в которых имеются чередующиеся слои молекул, образующих клатрат, и молекул-включений;

4) комплексы с внутримолекулярным полым пространством, когда образующая молекула представляет собой крупную молекулу, имеющую вогнутость или углубление, в котором располагается молекула-включение;

5) линейные полимерные комплексы образуются молекулами клатрата, имеющие трубкообразную форму;

6) клатраты, образуемые в тех случаях, когда молекулы-включения заполняют замкнутые ячейки, по форме близкие к сферическим.

Для полного понимания процесса образования гидратов, необходимо рассмотреть структуру молекулы льда. Важной характеристикой молекулы является координационное число, это такое число, которое показывает, каким числом других молекул воды окружена каждая из молекул воды в кристаллической решетке. Для льда это число равно 4, а в случае, когда образуется гидрат координационное число уже может быть равно 12, 20 или 28.

В результате рентгенографических исследований Штакельберга, Мюллера и Джонсона, выяснилось, что кристаллогидраты являются клеточными соединениями с двумя структурами, обладающими кубической симметрией, первой структурой, образуемой газами и парами, и второй структурой, образуемой жидкостями.

Газовые гидраты первой структуры образуются молекулами газа, чей размер не превышает 5,9 А. Их элементарная ячейка представляет собой

структуру, состоящую из 46 молекул, имеет 6 больших и 2 малых полости. Структура 1 преобразуется в структуру 2, когда молекулы гидратообразователя, то есть молекулы газа, оказываются больше больших пустот первой структуры. Гидраты первой структуры образуются метаном, этаном. Жидкостные гидраты, структуры 2 образуются газом или жидкостью, размер молекул которых колеблется от (5,9 до 6,9) А. Элементарная ячейка представлена 136 молекулами с 16 малыми и 9 большими полостями. При образовании гидратов второй структуры, гидратообразователем занимаются только большие полости, а малые полости могут заполняться молекулами газов-наполнителей, и в этом случае образуются двойные гидраты. Гидраты второй структуры образуются пропаном и изобутаном. Как раз в реальных условиях добычи, сбора и транспортировки природных газов, которые представляют собой сложную смесь углеводородных и не углеводородных компонентов, этот газ и образует гидраты, состав которых может изменяться в зависимости от давления.

Имеются также гидраты третьей структуры, отличительной особенностью третьей структуры является максимальное количество полостей и способность вмещать молекулы размером до 10 А. Но в природе гидраты третьей структуры встречаются редко и являются нестабильными, так как гидраты третьей структуры с незаполненными малыми полостями существовать не могут. Возможные виды структур показаны на рисунке 2.2.

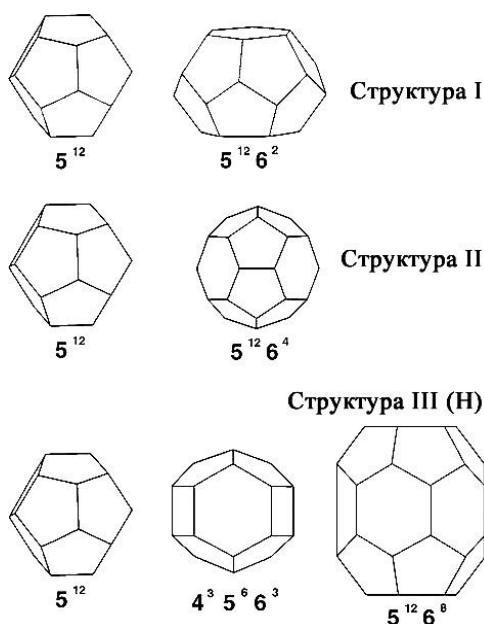


Рисунок 2.2 - Структуры газовых гидратов [10].

Наиболее распространёнными являются гидраты второй структуры, образованные углеводородами, где содержание углерода не более четырех, в этом случае большие полости заполняются крупными молекулами гидратообразователем, а малые полости менее крупными молекулами стабилизирующего газа, повышающего устойчивость основного гидрата [3].

2.2 Условия гидратообразования

Для понимания процесса гидратообразования необходимо выявить физико-химические условия. На диаграмме фазового гетерогенного равновесия P-T, рисунок 2.3, видно при переходе в какую область образуются гидраты, а в какой точке происходит безопасное движение газожидкостной смеси без образования гидратов. В точке С сосуществуют одновременно четыре фазы: гидрат, раствор гидратообразователя в воде, газ гидратообразователь и раствор воды в гидратообразователе. Таким образом изменение давления, температуры или состава смеси вызовет исчезновение одной из фаз [2].

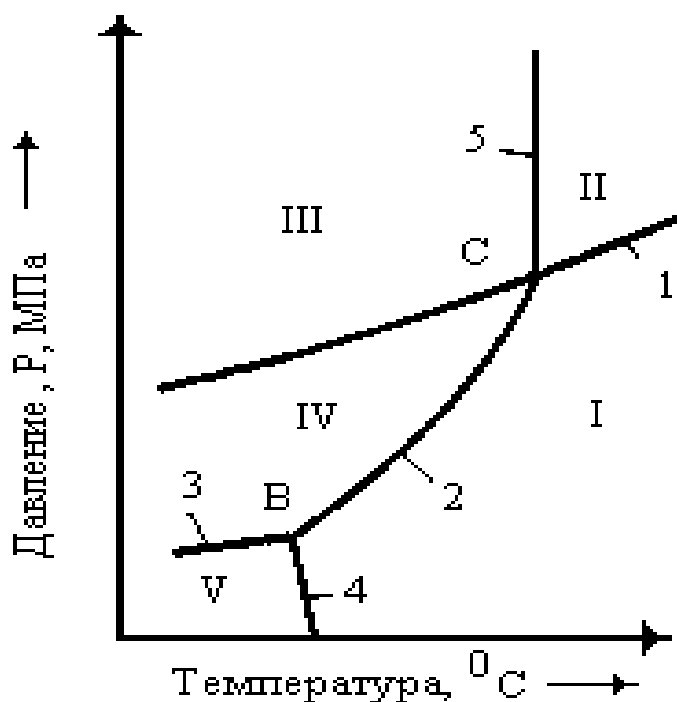


Рисунок 2.3 - Диаграмма фазовых переходов [11].

На рисунке 2.3 (1 - упругость паров гидратообразователя, насыщенного водными парами; 2 - равновесные условия образования гидратов в системе «газообразный гидратообразователь – вода»; 3 – то же, в системе «газообразный гидратообразователь – лед» или «газообразный гидратообразователь – переохлажденная вода»; 4 – понижение температуры замерзания воды в следствии растворения в ней гидратообразователя; 5 – зависимость критической температуры разложения гидратов от давления; области, ограниченные линиями состояния системы : I–Газ + H₂O; II–Жидкий газ + H₂O; III–Жидкий газ + гидрат; IV–Жидкий газ + гидрат; V–Жидкий газ + лед)

По диаграмме видно, что при температурах выше точки С гидрат не может существовать, как бы не было высоко давление, то есть точка С, являющаяся точкой пересечением кривых 1 и 2, является критической точкой образования гидрата. В точке пересечения кривых 2 и 3 появляется точка В, только вместо раствора воды появляется лёд.

Исследования Б.А. Энглин, исследовавшего температуру образования кристаллов льда в топливе, показали, что в зависимости от скорости охлаждения изменяется температура кристаллизации воды. Результаты исследования показали, что наивысшей температуре кристаллизации соответствует наименьшая скорость охлаждения, то есть с повышением скорости охлаждения понижается температура начала появления льда. Влияние скорости охлаждения на температуру гидратообразования объясняется способностью системы «вода-газ» находится в метастабильном состоянии до того, как в системе появятся центры кристаллизации.

В практических условиях больше применимы равновесные графики для природных газов различной относительной плотности.

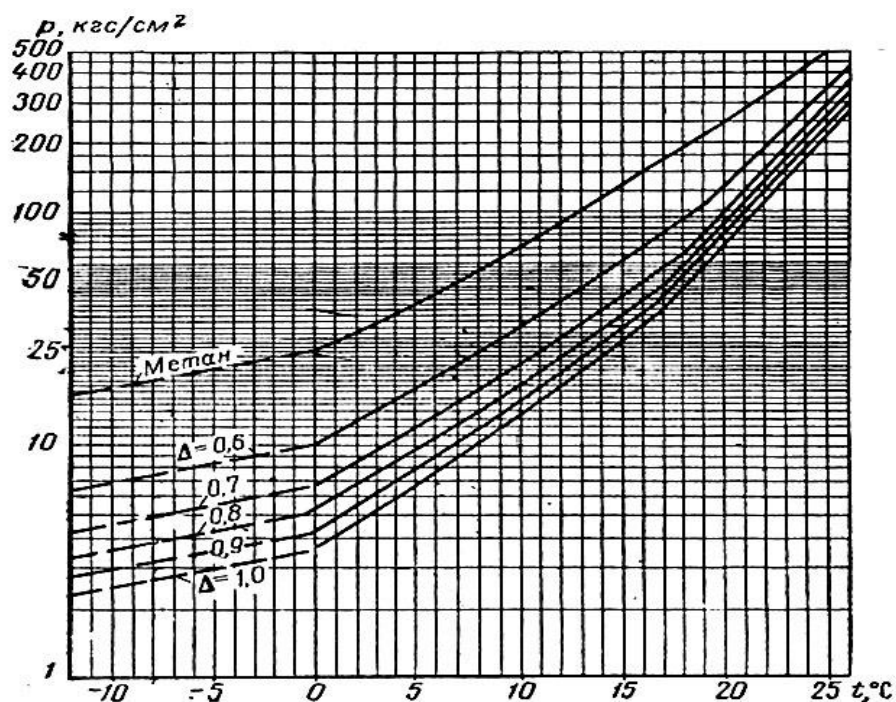


Рисунок 2.4 - Равновесные графики для газовых разной плотности [12].

Из рисунка 2.4 видно, что при повышении плотности газа повышается температура гидратообразования, но данный вывод из графика не всегда верен, так как при повышении плотности газа не всегда увеличивается температура гидратообразования. Если же увеличение плотности идет за счет гидратообразующих компонентов, то и температура гидратообразования будет выше для того состава газа, где преобладают компоненты с большей устойчивостью. Как можно сделать вывод из вышенаписанного, для образования газогидратов необходимо:

- Наличие гидратообразователя
- Низкая температура на стенках трубопровода, которая должна быть ниже или равна точке росы для влаги, содержащейся в газе. Также если это условие выполняется, то возможно дальнейшее нарастание газогидрата на стенках трубопровода.
- Высокое давление [22].

2.3 Образование гидратов в системах добычи, сбора и подготовки газа

2.3.1 Места образования гидратов

Гидраты газов могут образовываться в системах добычи, сбора и подготовки газа (рисунок 2.3.1). В процессе добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают проблемы, нарушающие данные процессы. Образование гидратов в процессе движения смеси возможно во всех элементах системы.



Рисунок 2.3.1 - Места образования гидратов.

В случае образования гидрата в сечение где протекает течение газа, в начале образования гидрата уменьшается эффективное сечение, а в дальнейшем образуется пробка, которая препятствует течению газа и вызывает аварию или приводит к осложнениям. Для уменьшения себестоимости добычи и транспорта газа, проводятся исследования, направленные на улучшение существующих методик нахождения участков гидратообразования, а также методов борьбы с гидратообразованием.

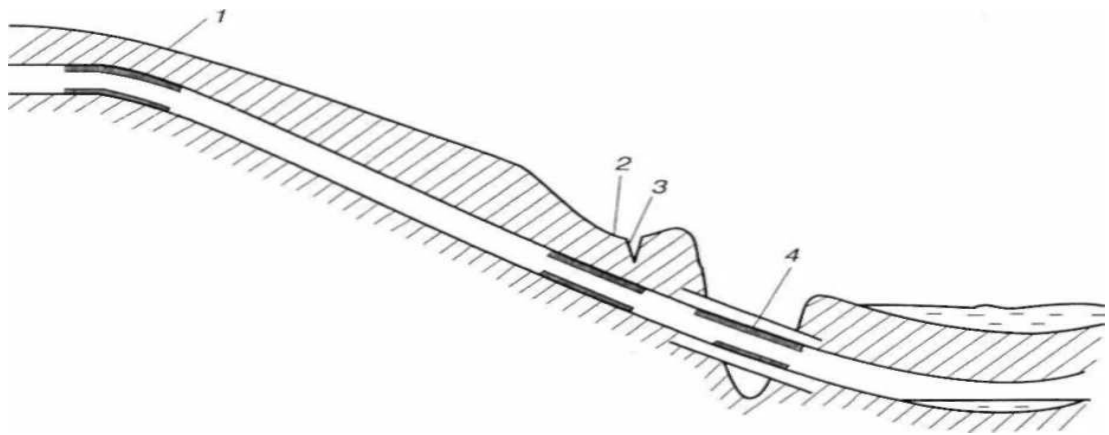


Рисунок 2.3.2 – Возможные места образования гидратов в газопроводах-отводах:

1 – в конце подъемного участка на перегибе профиля местности; 2 – под низиной; 3 – под промоиной в низине; 4 – в месте воздушного перехода [6].

Как видно из рисунка 2.3.2, гидратообразование происходит на участках с местным сопротивлением, где изменяется скорость потока и возможно закрепление гидрата на стенках, либо на участках с отсутствием слоя грунта или его частичным разрушением, где возможно промерзание стенок трубопровода за счет теплообмена с внешней средой.

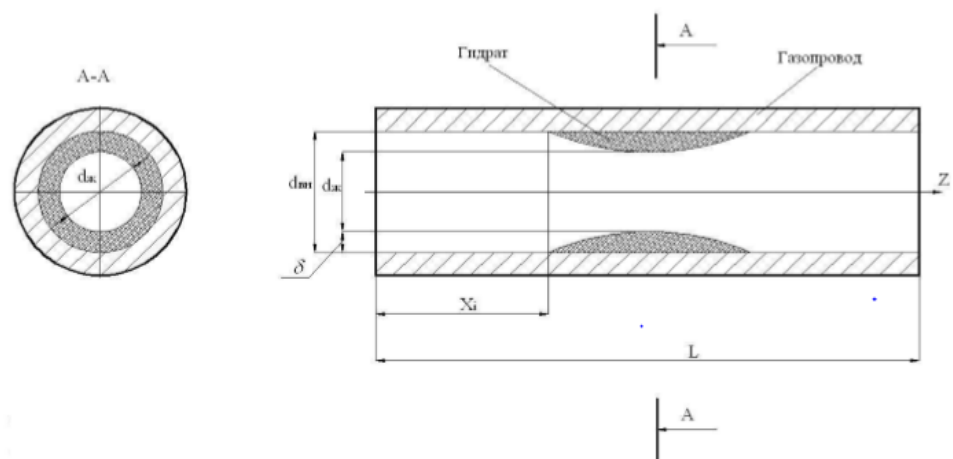


Рисунок 2.3.3 - Отложения гидратов по сечению трубопровода [6].

На рисунке 2.3.3 показано уменьшение живого сечения трубопровода, в результате образования гидрата в процессе транспортировки. Используя уравнение:

$$m_z = \rho_z \cdot v \cdot \pi \cdot d_{ж}^2, \quad (2.1)$$

где

v – скорость газа в трубопроводе (м/с),

ρ – плотность газа (кг/м³),

$d_{ж}$ – радиус живого сечения трубопровода (м)

И предполагая, что массовый расход по длине трубопровода постоянен, можно сделать вывод, что уменьшающийся диаметр живого сечения трубопровода, ведет к увеличению скорости транспортируемого газа и изменению формы сечения трубопровода, и нарушению технологического движения газа по трубопроводу, ведущему к ряду осложнений. Так как отложения газогидратов формируются со временем то изменение скорости и формы сечения будет происходить со временем, то есть диаметр живого сечения трубопровода является функцией от времени и расстояния. Также отложения гидратов на данном участке препятствует дальнейшему отложению осадков в трубопроводе, так как влага будет осаживаться на начальном участке гидратообразования [6].

2.3.2 Методы борьбы с образованием гидратов

Методы борьбы с образованием гидратов можно разделить на методы по борьбе с уже образовавшимся газогидратом, и с методами по предотвращению образования отложений гидратов и гидратных пробок. С точки зрения соблюдения заданного технологического режима движения флюида, выгоднее бороться с еще не образовавшимся гидратом, так, как только образуется гидратная пробка движение флюида прекращается, что вызывает за собой экономические потери для предприятия за счет остановки транспортировки флюида, за счет возможной аварии, времени на устранение аварии, и потери

объемов транспортируемого флюида. Поэтому рассматривать более подробно требуется именно методы предотвращения образования гидратообразования.

Также определенные методы предупреждения гидратообразования невозможно осуществлять на определенных стадиях добычи, подготовки и транспорта газоконденсата или газа. Для предупреждения образования гидратных пробок и предупреждения отложения гидратов применяются способы:

- Нагрев газа выше температуры гидратообразования. Данный способ применим только на этапе добычи и подготовки газа, но практически экономически нецелесообразен для применения на магистральных трубопроводах, особенно в условиях Крайнего Севера. В следствии нагревания стенок трубопровода выше точки росы влага не имеет возможности образовать центр кристаллизации.

- Ввод ингибиторов гидратообразования в поток газа до участка возможного гидратообразования. Ингибитор введенный в поток газа до возможного участка гидратообразования предотвращая образования гидратов путем снижения температуры точки росы. Также применение некоторых видов ингибиторов способно ликвидировать уже сформировавшуюся или формирующуюся газогидратную пробку.

- Осушка газа твердыми или жидкими поглотителями на стадиях подготовки газа или газоконденсата. Применим только на установке подготовки и применяется только для предупреждения гидратообразования.

- Снижения давления газа ниже давления равновесного состояния газогидратов. Данный метод используется, как аварийный метод устранения газогидратной пробки, так как его применение несет за собой экологическое загрязнение и потери продукта, а в следствии и экономические убытки. Метод заключается в изоляции аварийного участка трубопровода, в следствии отсечения участка кранами, после же с изолированного участка давление стравливается и с ним теряется продукт. Снижение давления происходит до

момента, когда равновесная температура гидратообразования опустится ниже температуры газа и произойдет ликвидация газогидратной пробки.

Как видно из написанного, лишь некоторые из способов действуют и как предотвращающие способы и как способы предотвращения гидратообразования. Также применимость некоторых методов остается под вопросом в следствии экономической целесообразности и технологических решений. Решения для выбора метода по предотвращению или ликвидации газогидратов должны приниматься исходя из особенностей технологических процессов и климатических условий, возможностью многопланового использования метода и экономической целесообразности применения.

Как было описано выше обогрев трубопровода невозможно осуществить на всём участке особенно в условиях низких температур, так как этот метод повысит многократно стоимость продукта, а ввод ингибитора гидратообразования как раз подходит для решения такой задачи [4].

2.3.3 Общая характеристика ингибиторов гидратообразования

Ингибитор гидратообразования – вещество, предотвращающие образования гидратов при добыче, транспортировке, и первичной подготовки нефти или газа. Ингибиторы делятся по типу воздействия на три группы:

1. Термодинамические ингибиторы – вещества, растворимые в воде, меняющие ее активность и, как следствие, смещающие трехфазное равновесие газ - водная фаза - газовые гидраты в сторону более низких температур (алифатические спирты, гликоли, водные растворы неорганических солей);

2. Кинетические ингибиторы гидратообразования – ингибиторы, прекращающие на некоторое время процесс образования гидратов;

3. Ингибиторы, практически предотвращающие или резко замедляющие отложение гидратов углеводородных газов за счет неполной блокировки водной фазы и предотвращают прямой контакт газа с водой, сохраняя тем поток многофазным и без образования гидратов.

Рассматриваемые нами ингибиторы при введении в поток изменяют энергию взаимодействия между молекулами воды. Вследствие снижается давление насыщенных паров воды, что приводит к уменьшению равновесной температуры гидратообразования. Воздействие на отложения гидратов, вызывают постепенное разложение гидратов. В качестве ингибиторов гидратообразования в основном применяют спирты или растворы хлористого кальция. Ингибиторы вводятся в поток флюида перед расчетным участком возможного гидратообразования. Участки подверженные гидратообразованию:

- призабойная зона скважины,
- ствол скважины;
- газосборный шлейф и коллектор;
- установки подготовки газа и конденсата;
- внутрипромысловые и магистральные продуктопроводы;

Отработавший ингибитор гидратообразования после введения в поток газа регенерируется в установках, определенным методом для каждого ингибитора [6].

Для более подробного понимания действия ингибиторов гидратообразования дадим характеристику каждому из них.

Метанол

Метанол – проверенный и надежный ингибитор гидратообразования. Метанол чрезвычайно ядовит и поэтому требования техники безопасности при работе с ним часто исключают оперативность при его применении. В настоящее время метанол безвозвратно теряется в виде водного раствора.

Ограничение использования метанола заключается в его недостатках, а именно:

- очень высокая токсичность метанола, как в жидкой, так и газообразной фазе, также опасен в случае попадания внутрь организма, вплоть до летального исхода или тяжелых осложнений.

- высокая пожароопасность, а также взрывоопасность, требующая особых мер безопасности при работе с ним или его растворами.

- вероятность выпадения твердых осадков при смешивании с сильно минерализованной пластовой водой.

- Обратный отрицательный эффект, способствующий ускоренному росту кристаллогидратов в присутствии сильно разбавленных растворов метанола.

- высокая упругость паров метанола, и связанная с этим его высокая растворимость в сжатом природном газе и повышенный удельный расход метанола.

Регенерация метанола проводится путем ректификации двухкомпонентной смеси метанол – вода. В ходе регенерации не происходит полная регенерация метанола, это и является одним из недостатков использования метанола, описанный выше.

Но использования даже с такими недостатками обеспечено:

- Низкой стоимостью относительно других ингибиторов гидратообразования.

- Высокой отработанностью и технологичностью процесса использования метанола как ингибитора, хорошо развитой производственной базой и возможностью производства метанола на месте использования – то есть на газовом промысле.

- Сохраняет свою антигидратную активность, даже при низких температурах.

- Простая, технологически отработанная схема регенерации метанола, а также проработанная схема утилизации не регенерируемого метанола.

- Эффективность как ингибитора гидратообразования, так и ингибитора ликвидатора не сплошных гидратных пробок.

- Возможность использования технологических сортов метанола, и его водных растворов [6].

Хлористый кальций

Хлористый кальций – безводный хлористый кальций представляет собой белые кристаллы кубической формы, гигроскопичны. 30 % хлористый кальций - самый дешевый из всех существующих ингибиторов, может легко регенерироваться, производится в больших количествах, не токсичен. Некоторые требования к технологии приготовления и использования раствора: точный контроль за плотностью, мероприятия по обескислороживанию и введение антикоррозионных добавок являются своего рода сдерживающими факторами. Регенерация хлористого кальция происходит упаривание раствора до концентрации свежего раствора.

Преимущества:

1. Доступность;
2. Дешевизна;
3. Достаточно высокая эффективность снижения температуры гидратообразования;
4. Возможность регенерации;
5. Не опасен для здоровья человека (по сравнению с метанолом).

Недостатки:

1. При длительном хранении в открытых емкостях насыщается кислородом воздуха и становится коррозионно-активным;
2. Не так эффективен, как метанол.
3. Повышение коррозионной активности
4. Хранение под защитным слоем ингибитора

Гликоли

Диэтиленгликоль – густая бесцветная жидкость, температура плавления - 8°C , температура кипения 245°C . Хорошо смешивается с водой, низшими спиртами и слабо токсичен. Водные растворы замерзают при -50°C , это его свойство и обуславливает его использование как ингибитора

гидратообразования. В случае смешивания с аминами водные растворы диэтиленгликоля применяют для одновременной очистки газов от сероводорода и углекислого газа.

Триэтиленгликоль – вязкая, бесцветная жидкость без запаха, быстро растворяется в водной среде, смешивается с различными видами гликолей. Имеет меньшую упругость паров в отличие от диэтиленгликоля, но имеет большую температуру кипения 285°C , температура плавления -5°C . По своим химическим свойствам три- и ди-этиленгликоли похожи, (60-70% водный раствор триэтиленгликоля имеет температуру замерзания от -40 до -48°C).

Растворы гликолей относительно безопасны, содержание токсических компонентов минимально, парами гликолей практически невозможно отравиться, при попадании внутрь вызывает отравление. Жидкость отличается горючестью, воспламенение возникает при 170°C , при нагреве токсины не появляются. Также одной из особенностей гликолей является отсутствие корродирующей способности, что дает им преимущество перед метанолом в целях использования как ингибитора предотвращения гидратообразования, но любой из гликолей в отличие от метанола не воздействует на существующие гидраты. Регенерация гликолей происходит методом ректификацией.

На выбор типа и самого ингибитора гидратообразования влияют следующие факторы:

- геологические, физико-географические и климатические условия того или иного месторождения;
- технологические особенности использования ингибитора, планируемого к использованию с учетом функционирования сбора, промышленной подготовки газа на месторождении, возможностей применения современных технологий регенерации ингибитора;
- коррозионная активность ингибитора;
- совместимость реагента с добываемыми флюидами и с другой используемой химией при разработке составов многоцелевого назначения;

– ожидаемый и фактический удельный расход ингибитора на промысле и технико-экономические показатели с учетом дополнительных затрат на хранение реагентов, создания резервных запасов и утилизации промышленных стоков;

– особенности приготовления ингибитора нужного состава и его распределения по точкам ввода, трудности, возникающие при автоматизации процесса ингибирования;

– класс токсичности и соблюдение мер безопасности, необходимых при применении реагента;

– возможность и целесообразность регенерации отработанных растворов ингибиторов и выбор оптимальной технологии регенерации;

– пути утилизации отработанных растворов ингибитора, не подлежащих регенерации, с целью обеспечения требований к охране окружающей среды (обезвреживание промышленных стоков и их закачка в поглощающие горизонты с учетом особенностей охраны геологической среды).

Вышеуказанные факторы учитываются уже при проектировании разработки месторождений углеводородного сырья, а в дальнейшем при реконструкциях и модернизациях действующего промышленного оборудования и изменении технологии обработки углеводородного сырья, а также при оценке возможностей перехода на новые ингибиторы гидратообразования [7].

2.4 Методы борьбы с гидратообразованием на НГКМ У

В случаях, когда эксплуатируемые скважины газовых и газоконденсатных месторождений находятся в районах Крайнего Севера их работа, сопровождается интенсивным гидратообразованием. Для предупреждения гидратообразования используют следующие способы.

2.4.1 Химический метод предотвращения гидратообразования

Для ингибирования гидратообразования на НГКМ У выбран метанол. Для подачи ингибитора применяются блоки дозирования ингибитора. Блок может комплектоваться на базе электронасосных плунжерных, плунжерных

герметичных или мембранных агрегатов, а также комплектоваться дополнительным оборудованием. Блок может содержать также регулятор давления, позволяющий поддерживать заданное давление «до себя».

Устройство дозированного ввода ингибитора гидратообразования УВИ 250-ТМ



Рисунок 2.4.1 - УВИ 250-ТМ [8]

Общий вид УВИ 250 – ТМ показан на рисунке 2.4.1 Устройство предназначено для автоматического дозирования и распределения ингибиторов гидратообразования по точкам ввода - газовым скважинам, шлейфам, газопроводам, оборудованию, подверженному гидратообразованию и работающему под давлением до 25,0 МПа в системах добычи, транспортирования и подземного хранения газа. Устройства имеют модульное исполнение блоков дозирования с возможностью их быстрой замены на заведомо исправный блок из комплекта ЗИП.

В состав устройства входит кориолисов расходомер для замера расхода метанола по каждому каналу ввода и суммарно через устройство, датчик

давления для контроля входного давления, датчик перепада давления для контроля перепада давления на фильтре; имеется возможность интеграции устройства в АСУ ТП. Выполняет следующие функции:

- автоматическое поддержание заданного расхода ингибитора по каждому каналу независимо от колебаний в допустимых пределах давлений во входных и выходных трубопроводах;
- дозированная подача ингибитора гидратообразования по каждому каналу открытием и закрытием электроуправляемого клапана;
- отключение для техобслуживания и ремонта нужного канала с промывкой от рабочей среды без остановки работы всего устройства;
- дистанционный контроль расхода и управление по каждому каналу дозированной подачей ингибитора гидратообразования по сигналам настройки из линии связи;
- автономная работа под управлением модуля телемеханического управления в соответствии с заданными по линии связи параметрами расхода ингибитора;
- возможность задания по линии связи интервалов времени подачи и отсутствия подачи ингибитора по каждому каналу;
- передача по линии связи информации о настройках и работе каждого канала;
- сигнализация о неисправности блоков, входящих в состав устройства.
- учет расхода ингибитора по каждому каналу ввода посредством пересчета показаний датчика перепада давления на дросселе модулем телемеханического управления с калибровкой каналов по расходомеру.

Для работы устройств минимальная разность давления ингибитора в нагнетательной линии и давления среды в точке ввода с наибольшим значением давления должна составлять не менее 1,0 МПа (но при этом максимальная разность давлений более 5,0 МПа также не желательна для предотвращения

выхода из строя клапанного уплотнения в редукторе перепада). Нагнетание давления осуществляется насосом типа НД. Дозирование ингибитора осуществляется дискретно открытием или закрытием электромагнитного клапана, при этом цикл работы клапана состоит из времени включения и времени простоя. Таким образом, изменяя соотношение промежутков времени открытого и закрытого состояния электромагнитных клапанов, можно регулировать средний расход ингибитора по каждому каналу. При обеспечении малых расходов (менее 5 л/ч) продолжительность закрытого состояния клапана может быть слишком велика для обеспечения безгидратного режима эксплуатации газопроводов. Полные технические характеристики представлены в таблице 2.4.1.

Устанавливать дроссели с диаметром менее 1 мм не рекомендуется из-за возможности их засорения [8].

Таблица 2.4.1 Технические характеристики УВИ 250-ТМ [13]

Наименование параметра		Величина
1	Рабочая среда	метанол, гликоли, их смеси, водные растворы
2	Плотность рабочей среды, кг/м ³ , не более	1500
3	Вязкость рабочей среды, сСт, не более	35
4	Максимальное давление рабочей среды, МПа (кгс/см ²)	25 (250)
5	Температура рабочей среды, °С	от минус 60 до +40

Продолжение таблицы 2.4.1

6	Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до +40
7	Максимальный расход ингибитора по одному каналу, л/мин	4 (240)
8	Максимальный расход с дросселем Ø1 мм (для метанола), л/мин (л/ч)	1 (60)
9	Максимальная относительная погрешность поддержания расхода, %	±10
10	Минимально допустимый перепад давления на устройстве, МПа (кгс/см ²)	1 (10)
11	Номинальное напряжение питания, В	=24 или ~220
12	Потребляемая мощность, Вт, не более	187
13	Допустимое отклонение напряжения питания от номинального, %	±10
14	Исполнение электрооборудования Взрывозащищенное	Взрывозащищенное
15	Интерфейс связи с устройством управления (контроллером или ПЭВМ)	RS-485

Продолжение таблицы 2.4.1

16	Длина линии связи с устройством управления (контроллером или ПЭВМ), м до	1000
17	Количество устройств, связанных с устройством управления до	8
18	Габаритные размеры, мм: – длина	870
19	ширина	640
20	–высота	1865
21	Масса, кг, не более	500

Насос-дозатор плунжерного типа НД

Насосы плунжерные - дозирующие насосы, использующиеся для создания мощного напора дозируемой среды (до 16-20 МПа и более) или если требуется большой объем дозируемого реагента. Они предназначены для объемного напорного дозирования жидкостей, эмульсий и суспензий с высокой кинематической вязкостью (порядка 10^{-4} - 10^{-5} м²/с), с плотностью до 2000 кг/м³. В зависимости от типа насоса (диаметр поршня, характеристика насоса и число ходов поршня) подача может изменяться от нескольких десятых миллилитра до нескольких литров в час.

Принципиальная конструкция насоса дозатора этого типа представлена на рисунке 2.4.2.

Принцип действия плунжерных насосов основан на возвратно-поступательном движении одного цельного цилиндра (поршня) внутри другого пустотелого цилиндра (корпуса), в результате чего внутри второго цилиндра создается эффект разрежения/нагнетания. В зависимости от положения полнотелого цилиндра (поршня) в камере насоса (корпусе) создается либо давление разрежения (процесс всасывания), либо создание давления в напорной линии (процесс нагнетания). Процесс регулируется с помощью системы всасывающих и нагнетательных клапанов. Этот насос обеспечивает очень точное

дозирование, т.к. и поршень, и рабочая камера, изготовлены из материалов, практически не подверженных каким-либо механическим изменениям в процессе эксплуатации насоса (за исключением процессов коррозии и механического износа движущихся частей).

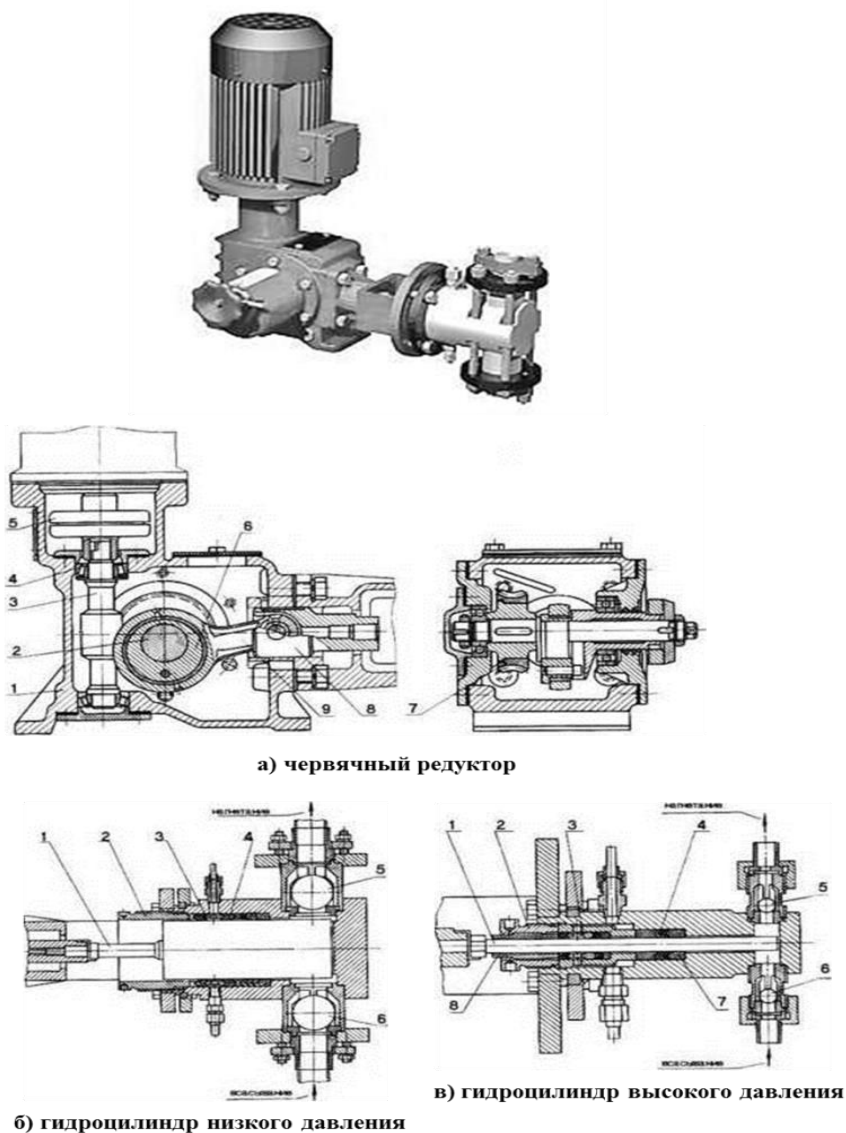


Рисунок 2.4.2 - Электронасосный агрегат плунжерного типа НД [13]

а) червячный редуктор: 1 – корпус, 2 – вал, 3 – червяк, 4 – подшипник, 5 – муфта соединительная, 6 – эксцентрик, 7 – червячное колесо, 8 – ползун, 9 – шатун.

б) гидроцилиндр низкого давления: 1 – плунжер, 2 – стакан нажимной, 3 – фонарь, 4 – уплотнение плунжера, 5 – нагнетательный клапан, 6 – всасывающий клапан.

в) гидроцилиндр высокого давления: 1 – плунжер, 2 – стакан нажимной, 3 – фонарь, 4 – уплотнение плунжера, 5 – нагнетательный клапан, 6 – всасывающий клапан, 7 – грунбукса, 8 – втулка нажимная.

Конструктивная особенность таких насосов-дозаторов – непосредственный контакт перекачиваемой среды не только с материалом рабочей камеры, но и с поршнем. Поэтому при подборе материалов, из которых будет изготовлена рабочая камера и поршень, особое внимание надо обратить не только на химическую совместимость материалов с перекачиваемой среды, но и на содержание в последней абразивных веществ.

2.4.2 Оборудование скважины

Для подачи ингибитора гидратообразования в скважину или на устье используются различные варианты обвязки после БРМ, вариант обвязки выбирается исходя из места образования гидратов, также возможно введение в несколько точек одновременно. Возможные варианты обвязки устья скважины после БРМ показаны на рисунке 2.4.3.

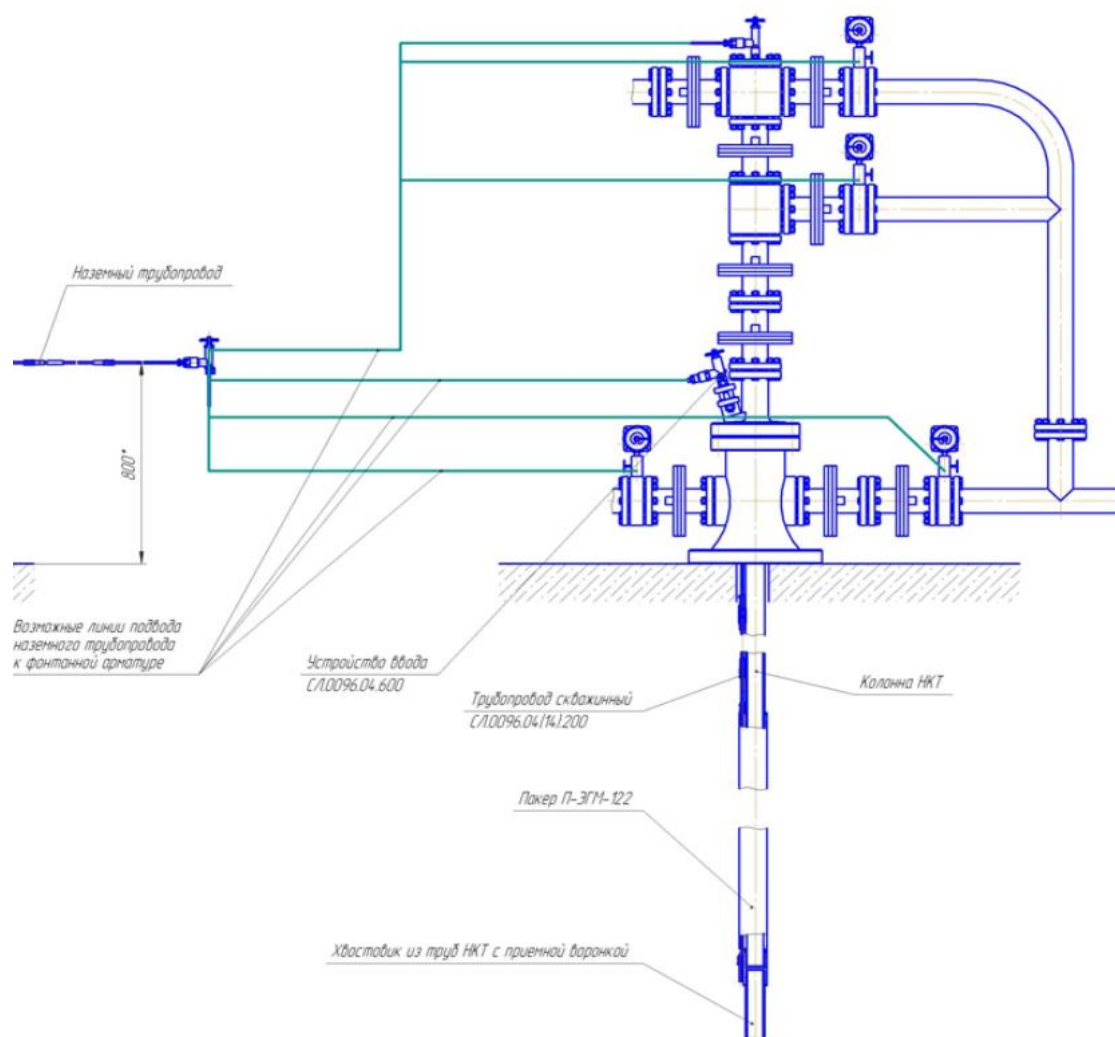


Рисунок 2.4.3 – Возможные варианты обвязки устья скважины [14].

Для дальнейшего поступления ингибитора на забой скважины используется подземное оборудование скважины, его компоновка представлена на рисунке 2.4.4, включающие в себя ингибиторный клапан. Ингибиторный клапан предназначен для временного сообщения затрубного пространства скважины с внутренним пространством колонны НКТ при подаче ингибитора коррозии или гидратообразования в колонну труб.

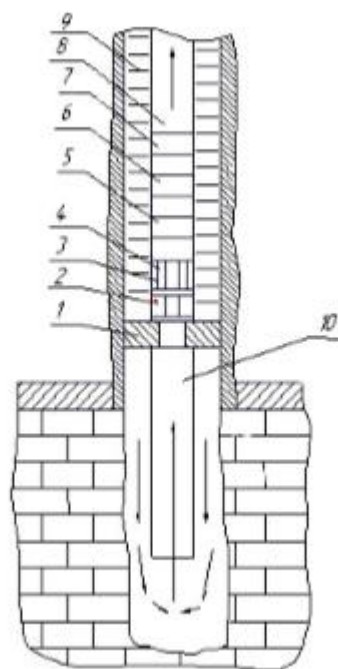


Рисунок 2.4.4 – Компоновка подземного оборудования скважины [15]

1 – эксплуатационный пакер; 2 - клапан циркуляционный; 3 - nipple; 4 - клапанотсекатель забойный с уравнивательным клапаном; 5 - разобщитель колонны НКТ; 6 - клапан ингибиторный; 7 – аварийный клапан, срезной; 8 - НКТ; 9 - жидкий ингибитор коррозии и гидратообразования; 10 – хвостовик.

Установка насосная метанольная УНМ 320/8

В случае, когда скважина не оборудована ингибиторным клапаном, но присутствует необходимость подачи ингибитора гидратообразования на забой или ствол скважины используется агрегат УНМ 320/8, представленный на рисунке 2.4.5. Закачка метанола производится с помощью соединения трубопровода УНМ с БРС скважины, в зависимости от промывки УНМ подбивается к буферу или внешней затрубной линии. Подача метанола производится под присмотром оператора добычи нефти и газа.

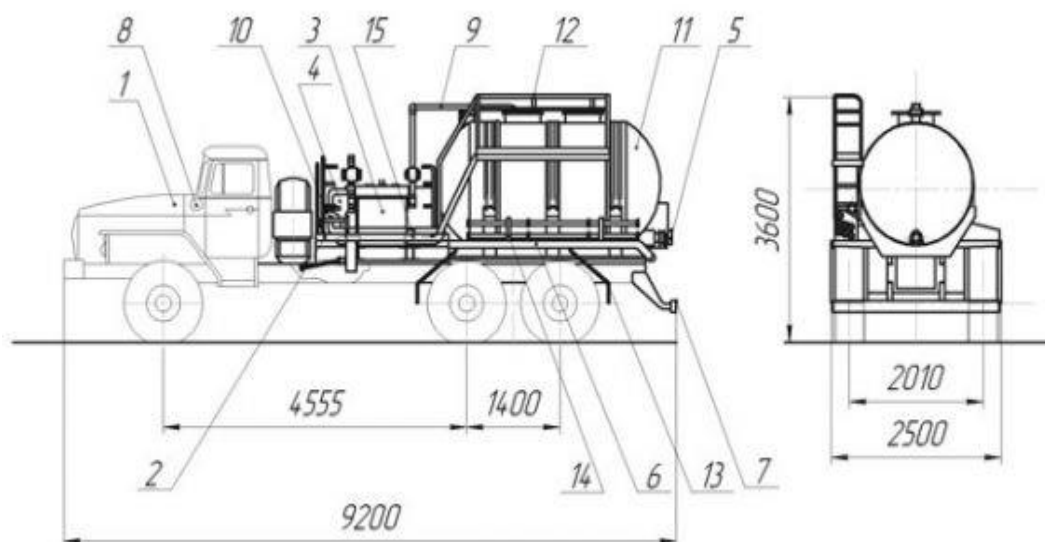


Рисунок 2.4.5 - УНМ 320/8 [16]

Агрегат состоит из:

1. Автошасси Урал 4320-1916.
2. Платформа монтажная.
3. Насос высокого давления.
4. Гидропривод ЦНС.
5. Трубопровод нагнетательный.
6. Трубопровод всасывающий.
7. Заднее защитное устройство.
8. Электрооборудование.
9. Трубопровод контрольный.
10. Насос низкого давления.
11. Цистерна.
12. Ограждение.
13. Брызговики.
14. Трубопровод разборный.
15. Система обогрева.

Трёхплунжерный горизонтальный насос 3. ПТ-50-Д2 предназначен для подачи метанола в скважину под высоким давлением. Насос снабжён предохранительным клапаном, настроенным на давление срабатывания 20 МПа.

Привод насоса – механический. От коробки дополнительного отбора мощности посредством карданного вала вращение передаётся на вал промежуточной опоры. На другом конце вала расположен ведущий шкив клиноремённой передачи. Ведомый шкив сидит консольно на коленчатом валу плунжерного насоса.

Цистерна представляет собой герметичную ёмкость с волнорезом. На расширителе, сверху имеется горловина – лаз, на крышке которой расположены заливной и смотровой люки. Также на ней имеются два дыхательных клапана и закреплён датчик верхнего уровня заполнения. Заборный патрубок с фланцем находится впереди снизу цистерны и предназначен для соединения с всасывающим трубопроводом через шаровую задвижку.

Нагнетательный трубопровод насоса подразделяется на напорный и контрольный. Напорный трубопровод служит для нагнетания рабочей жидкости в скважину, укомплектован ресивером давления, манометром и пробковым краном Ду 50. Контрольная линия служит для проверки работы насоса на «циркуляцию» перед нагнетанием рабочей жидкости в скважину, а также для сброса рабочей жидкости из насоса и нагнетательного трубопровода в бак мерный. Эта линия оснащена пробковым краном Ду 25.

В качестве насоса применен многоступенчатый центробежный насос ЦНС 38-154, предназначенный для подачи метанола из сторонней ёмкости в цистерну установки и наоборот и для промывки технологического оборудования после окончания работы. Описание устройства и эксплуатации центробежного насоса приведены в его паспорте. Насос приводится во вращение системой гидропривода. На насосе установлен датчик тахометра, закрытый кожухом.

2.4.3 Технологические способы борьбы

Утепление участка трубопровода.

Также для предупреждения гидратообразования в наземной части оборудования скважины и выкидных линий, производят утепление теплоизоляционным материалом, позволяющим уменьшить теплообмен с

окружающей средой. В случае невозможности утепления или заглубления промышленного трубопровода и образования гидрата в неизолированном участке, используют ППУ для обогрева данного участка.

Ликвидация гидратных пробок методом снижения давления.

В случае уже образовавшегося гидрата и невозможности использования других способов устранения гидратной пробки, применяют метод снижения давления.

Данный метод заключается в нарушении равновесного состояния гидратов, в результате чего происходит их разрушение. Давление может снижаться способами:

- 1) Перекрытие линейного крана с одной стороны и выпуск на амбар газа, заключенного между сплошной пробкой и одним из перекрытых кранов;
- 2) Отключение участка газопровода с обеих сторон пробки и выпуск на амбар газа, заключенного между пробкой и одним из перекрытых кранов.

Методом снижения давления ликвидации гидратных пробок пользуются только в крайнем случае так как использования данного метода влечет за собой экономические потери в результате сжигания газа на продувочный амбар, а также загрязнение атмосферы парами сжигания углеводородных газов.

ППУА 1600/100М на шасси Урал

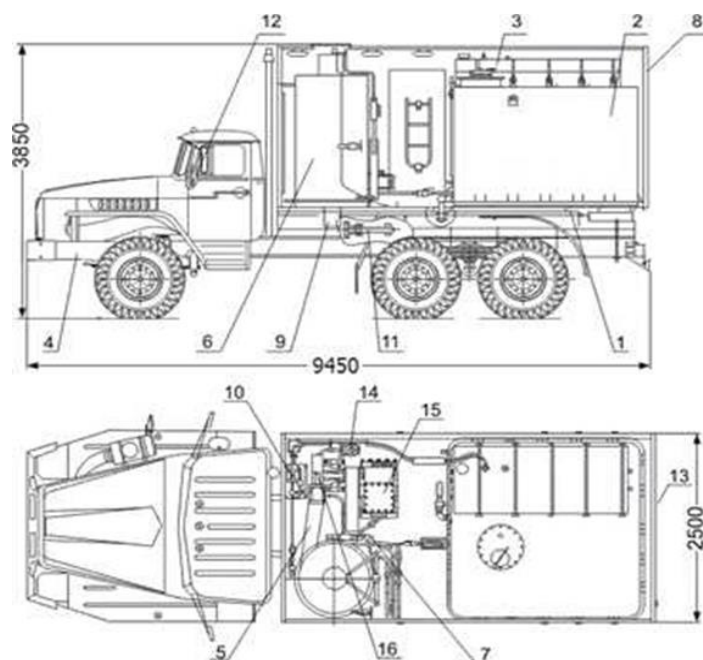


Рисунок 2.4.6 - Агрегат ППУА 1600/100М [17,18]

1 – платформа, 2 – емкость 5,2 м³, 3 – бак топливный, 4 – шасси автомобиля, 5 – воздухопровод, 6 – котел паровой, 7 – система подачи воды и пара, 8 – укрытие, 9 – устройство горелочное, 10 – система подачи топлива, 11 – станция приводная, 12 – электрооборудование, 13 – комплект трубопроводов, 14 – клапан предохранительный низкого давления, 15 – насос трехплунжерный, 16 – вентилятор.

Агрегат ППУА представлен на рисунке 2.4.6. ППУА может работать в двух режимах. При I режиме работы установка вырабатывает насыщенный пар высокого давления до 10 МПа, при работе во II режиме давление пара не превышает 0,6 МПа. Данные режимы работы используются в зависимости от поставленной задачи для использования агрегата.

Обозначение 1600/100 указывает на то, что агрегат вырабатывает 1600 килограмм в час, давлением 100 атмосфер. Установка выпускается в других модификациях. Внутри котла находятся "змеевики" горизонтально крученая труба (в виде спирали). По змеевикам циркулирует вода. Змеевики делятся на "внутренние", "наружные" и "потолочные". В центре змеевиков располагается "горелочное устройство" с помощью которого и происходит нагрев воды до состояния пара, температурой 310 градусов Цельсия. Горелочное устройство различается на "двухсопловое" и "трехсопловое". Также в установку входят: емкость для воды, емкость для топлива, водяной насос, приборы контроля и измерения.

Работа установки происходит за счет дистанционной связи, имеющейся в кабине водителя и представляет собой щиток приборов, по средством которых можно следить и контролировать процесс работы установки. Все оборудование размещается на монтажной раме, прикрепленной к лонжеронам автомобиля, накрыто кунгом [18].

Характеристика агрегата:

- Рабочее давление от 0,5 до 10 МПа.
- Максимальная температура пара 310 °С

Топливо для парового котла дизельное. Время работы в автономном режиме при полной заправке цистерны на 3,5 часа. В установке используется хорошо зарекомендовавший себя плунжерный насос ПТ-32 [2].

2.4.4 Расчет необходимого количества ингибитора

Для увеличения экономической целесообразности ингибирования метанолом, производят расчет необходимого количества вводимого ингибитора.

Необходимое количество ингибитора вводят в систему с гидратообразованием, где происходит насыщение газовой фазы и растворение в водном и углеводородном конденсатах, образовавшиеся при изменении термодинамических параметров системы.

Количество ингибитора, необходимого для предупреждения гидратообразования, может определяться по уравнению:

$$G = g_{ж} + g_{г} + g_{к} \quad (2.1)$$

Где:

$g_{ж}$ – количество ингибитора, которое необходимо для насыщения жидкой фазы, кг/1000 м³;

$g_{г}$ – количество ингибитора, которое необходимо для насыщения газовой фазы, кг/1000 м³;

$g_{к}$ – количество ингибитора, растворенного в жидкой углеводородной фазе, выделяемой из 1000 м³ газа, кг.

Значение $g_{ж}$ определяют по уравнению:

$$g_{ж} = W \cdot X_2 / (X_1 - X_2), \quad (2.2)$$

где X_1 и X_2 – массовая доля ингибитора в исходном и отработанном растворах;

W – количество воды в жидкой фазе на расчетной точке, кг/1000 м³.

Массовая доля ингибитора в исходном растворе (X_1) относится к известным параметрам системы, а в отработанном растворе (X_2) зависит от требуемого понижения температуры гидратообразования газа, природы самого вещества и определяется по формуле:

$$X_2 = \frac{M \cdot \Delta t}{K + M \cdot \Delta t}, \quad (2.3)$$

где M – молекулярная масса ингибитора; K – коэффициент, зависящий от типа раствора.

Для метанола $M = 32$, $K = 1220$.

Если известна величина X_2 , то величину понижения температуры гидратообразования для ингибитора определяют по формуле:

$$\Delta t = \frac{K}{M} \cdot \frac{X_2}{1 - X_2}, \quad (2.4)$$

Значение необходимой температуры понижения гидратообразования рассчитывают по формуле:

$$\Delta t = T_r - T_p, \quad (2.5)$$

где T_r – температура гидратообразования газа, °С; T_p – температура газа в расчетной точке, °С.

После определения Δt находят значение X_2 .

Полученное значение X_2 соответствует такому раствору, который имеет температуру застывания ниже, чем температура в расчетной точке. Этот раствор не образует гидратов с компонентами газа.

Количество воды в жидкой фазе определяют по формуле:

$$W = b_1 - b_2 + \Delta b, \quad (2.6)$$

где b_1 и b_2 – влагосодержание газа в начальной и расчетной точках системы соответственно, кг/1000 м³; Δb – количество капельной влаги в газе в начальной точке системы, кг/1000 м³.

При отсутствии фактических данных о количестве капельной влаги в системе, расход ингибитора, необходимого для насыщения газовой фазы, принимают на 10...20 % больше его расчетного значения.

Количество ингибитора, необходимое для насыщения газовой фазы определяют по формуле:

$$G_r = 0,1 \cdot a \cdot X_2, \quad (2.7)$$

где a – это отношение содержания ингибитора, которое необходимо для насыщения газовой фазы, к концентрации метанола в отработанном растворе [7].

3 АНАЛИЗ ЗАМЕНЫ МЕТАНОЛА НА РАСТВОРЫ ГЛИКОЛЕЙ

Необходимость анализа замены метанола на растворы других ингибиторов гидратообразования диктуется необходимостью снижением экономических затрат, ядовитостью метанола и необходимостью получать лицензию на использование. В качестве заменителя метанола возможно использовать растворы гликолей. Использование гликолей не подразумевает за собой получение лицензии и приобретения дополнительных мер защиты персонала от отравления парами, так как растворы гликолей содержат минимальное количество токсичных компонентов, а отравление вызывается попаданием внутрь.

В качестве заменителя возможно использовать растворы гликолей, так как уже используемое оборудование УВИ – 250ТМ позволяет вести распределение данного ингибитора без замены частей оборудования так как гликоли не обладают корродирующей способностью.

В свою очередь гликоли обладают большей стоимостью. Перечисленные факторы позволяют произвести анализ расходов ингибиторов гидратообразования и рассмотреть наиболее выгодный вариант борьбы с гидратами.

Анализ заключается в проведение моделирования процесса гидратообразования в выкидных линиях. В качестве исследуемых ингибиторов будут использоваться:

- Метанол
- Диэтиленгликоль
- Триэтиленгликоль
- Моноэтиленгликоль

В качестве факторов выбора ингибитора будут исследоваться:

- Расход
- Концентрация ингибитора

3.1 Моделирование процесса ингибирования гидратообразования на НГКМ У

Рассмотрим 4 скважины 2122, 2114, 2132, 2131 НГКМ У, для начала исследуем их работу без ввода ингибитора. Все 4 скважины будут входить в общий газосборный коллектор через 100 метров после устья и далее по общему трубопроводу транспортироваться до УКПГ длиной 2280 метров.

Построим схему сбора газа с устьев скважин до ГП в программе ASPEN HYSYS 8.8

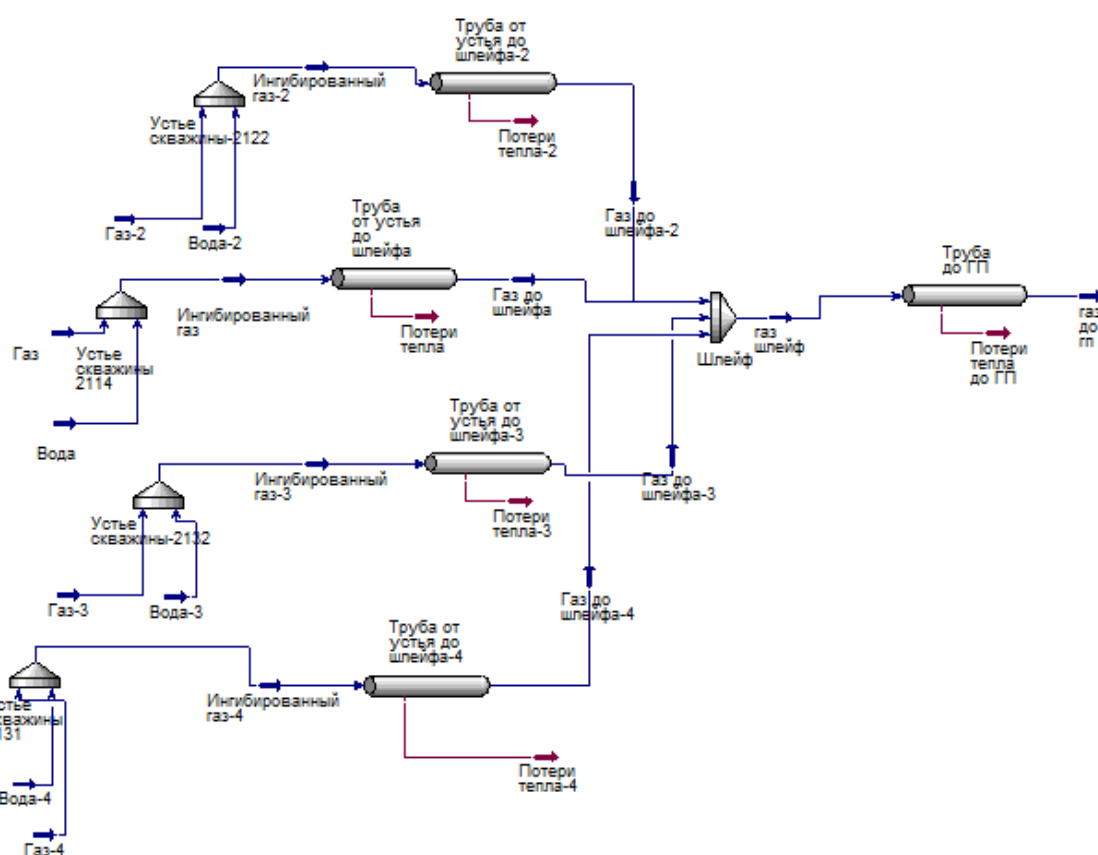


Рисунок 3.1.1 – Схема сбора газа

На данной схеме видно, что газ и вода подходят к устью скважины 2114 где происходит смешивание далее газ поступает в трубу от устья до шлейфа, идущую от устья до шлейфа, на шлейфе происходит смешивание газов, а после газ по трубе до ГП идет на ГП.

На данной схеме видно, что газ - 2 и вода - 2 подходят к устью скважины 2122 где происходит смешивание далее газ поступает в трубу от устья до шлейфа 2, идущую от устья до шлейфа, на шлейфе происходит смешивание газов, а после газ по трубе до ГП идет на ГП.

На данной схеме видно, что газ - 3 и вода - 3 подходят к устью скважины 2132 где происходит смешивание далее газ поступает в трубу от устья до шлейфа 3, идущую от устья до шлейфа, на шлейфе происходит смешивание газов, а после газ по трубе до ГП идет на ГП.

На данной схеме видно, что газ - 4 и вода - 4 подходят к устью скважины 2131 где происходит смешивание далее газ поступает в трубу от устья до шлейфа 4, идущую от устья до шлейфа, на шлейфе происходит смешивание газов, а после газ по трубе до ГП идет на ГП.

Таблица 3.1 – Данные по скважинам

Скважина	Руст, атм	Туст °С.	Qпл.газа тм ³ /сут	Qводы м ³ /сут
2114	417,5	29	512,9	2,96
2122	395	6	581,8	1,99
2132	377,5	19	403,27	10,36
2131	398,9	28	482,0	2,08

Исследуем каждый поток на наличие гидратов с помощью Stream Analysis:

The image displays two side-by-side screenshots of the 'Hydrate Formation' analysis tool. Both screenshots show the 'Name' field, a 'Stream' dropdown menu, and a 'Model' dropdown menu set to 'Ng & Robinson'. Below these fields is a table titled 'Hydrate Formation at Stream Conditions'.

Left Screenshot: Hydrate Formation-Газ до шлейфа

Hydrate Formation Flag	Will NOT Form
Hydrate Type Formed	No Types
Calculation Mode	Use 3-Phase Model

Right Screenshot: Hydrate Formation-Газ до шлейфа-2

Hydrate Formation Flag	Will Form
Hydrate Type Formed	Type I
Calculation Mode	Use 3-Phase Model

Name	Hydrate Formation-Газ до шлейфа-4
Stream	Газ до шлейфа-4 <input type="button" value="Select Stream..."/>
Model	Nq & Robinson
Hydrate Formation at Stream Conditions	
Hydrate Formation Flag	Will Form
Hydrate Type Formed	Type I
Calculation Mode	Use 3-Phase Model

Name	Hydrate Formation-Газ до шлейфа-3
Stream	Газ до шлейфа-3 <input type="button" value="Select Stream..."/>
Model	CSM
Hydrate Formation at Stream Conditions	
Hydrate Formation Flag	Will Form
Hydrate Type Formed	Type I
Calculation Mode	Use CSM Method

Рисунок 3.1.2 – Анализ потоков газа до ГП.

Как видно из рисунка 3.1.2 в 3 из 4 скважин образуются гидраты 1 структуры, но в потоках не образуется сплошная пробка.

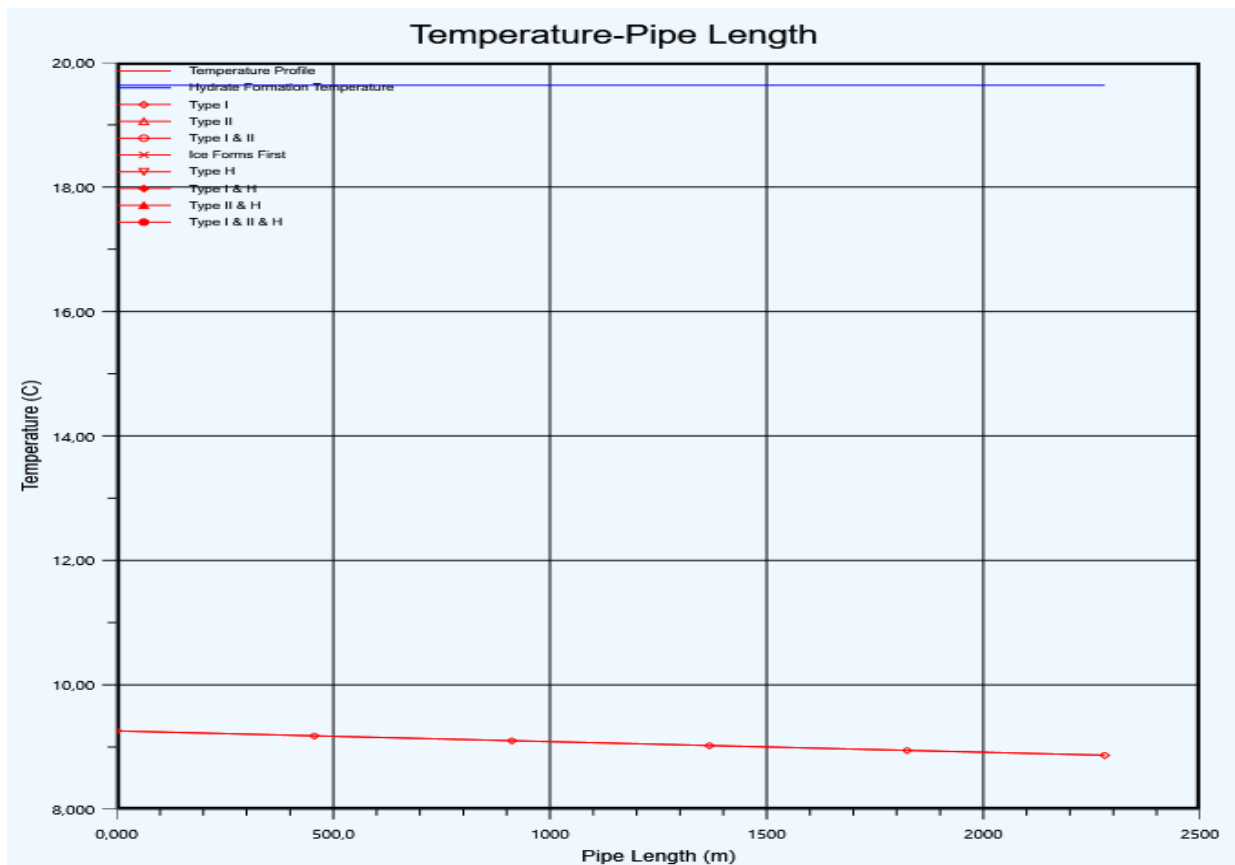


Рисунок 3.1.3 – Распределение температур по длине трубы до ГП.

Как видно из рисунка 3.1.3 на газосборный шлейф газ поступает с температурой ниже точки гидратообразования что приведет в процессе эксплуатации к образованию гидратной пробки.

То есть место ввода ингибитора будет выбрано на устье скважины, для безгидратного течения газа до шлейфа.

Для расчета необходимого количества ингибирования используем также Stream Analysis.

Для каждой скважины рассчитаем необходимое количество каждого ингибитора в таблице 3.2:

Таблица 3.2 – Расход ингибитора

Место ввода ингибитора	Расход ингибитора, кг/ч			
	Метанол	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Скважина 2122	112,12	30,624	52,879	26,364
Скважина 2114	0	0	0	0
Скважина 2132	5,9248	0,54246	8,5294	0,90016
Скважина 2131	4,9713	2,0439	3,4851	4,8622
Шлейф	124,15	54,121	93,063	128,74

Как видно из результатов моделирования наименьший расход достигается благодаря закачке этиленгликоля. Используя расчетные данные смоделируем ингибирование гидратов на газосборном шлейфе различными ингибиторами.

Ингибирование 95 % водометанольным раствором

Расход 95% ВМР составил 128 кг/ч. Как видно из рисунка в потоке газа не присутствует гидратов, и температура потока по всей протяженности трубопровода остается выше точки гидратообразования.

Ингибирование 70 % водным раствором этиленгликоля

При ингибировании этиленгликолем расход 70% раствора этиленгликоля с водой составил 97,71 кг/ч. Как видно из рисунка в потоке газа не присутствует гидратов, и температура потока по всей протяженности трубопровода остается

выше точки гидратообразования, температура падает более плавно по длине трубопровода, чем при ингибировании 95% ВМР.

Ингибирование 70 % водным раствором ДЭГ

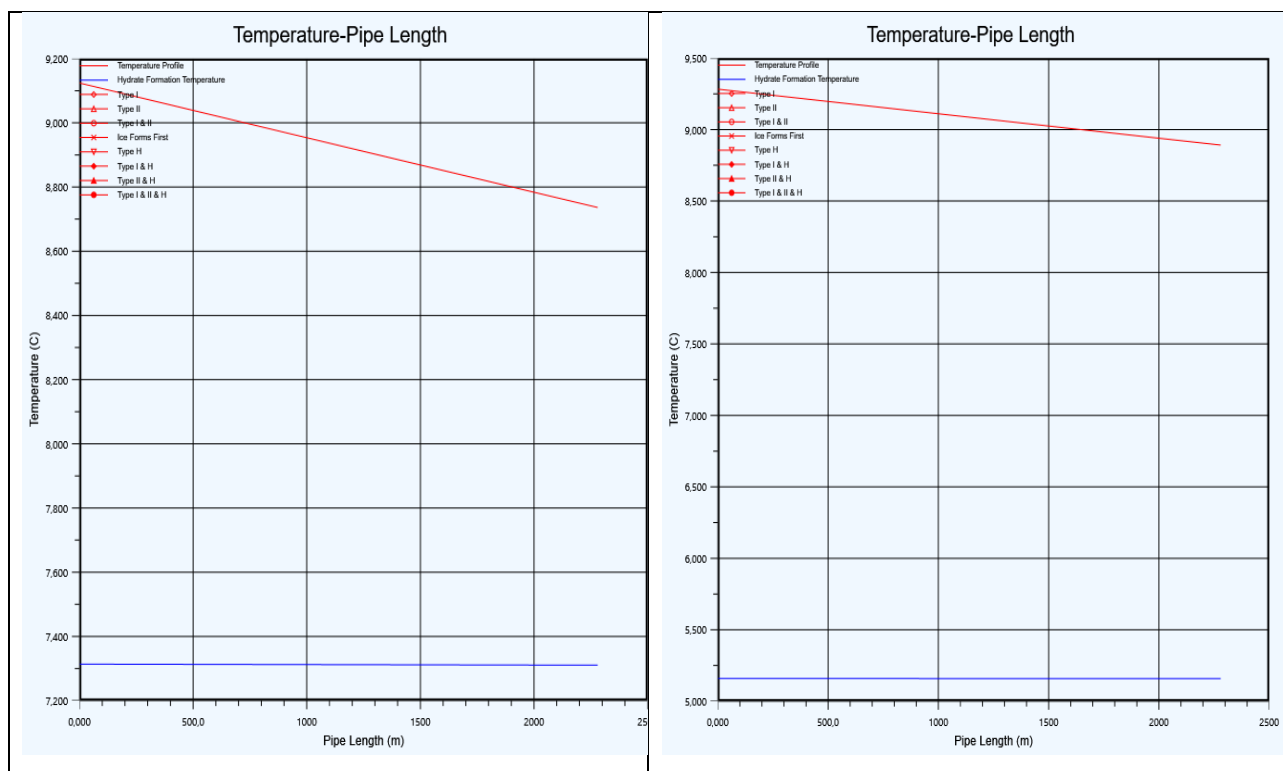
В случае ингибирования 60% раствором ДЭГ с водой расход составляет 127,6 кг/ч.

Как видно из рисунка конечная температура поступления на УКПГ выше чем при ингибировании ранее использованными веществами. Как видно из рисунка в потоке газа не присутствует гидратов, и температура потока по всей протяженности трубопровода остается выше точки гидратообразования.

Ингибирование 70% раствором ТЭГ

При ингибировании раствором ТЭГ точка гидратообразования не наблюдается, расход раствора ТЭГ составил 165,4 кг/ч.

Температура по длине трубопровода падает сильнее чем при ингибировании другими видами гликолей.



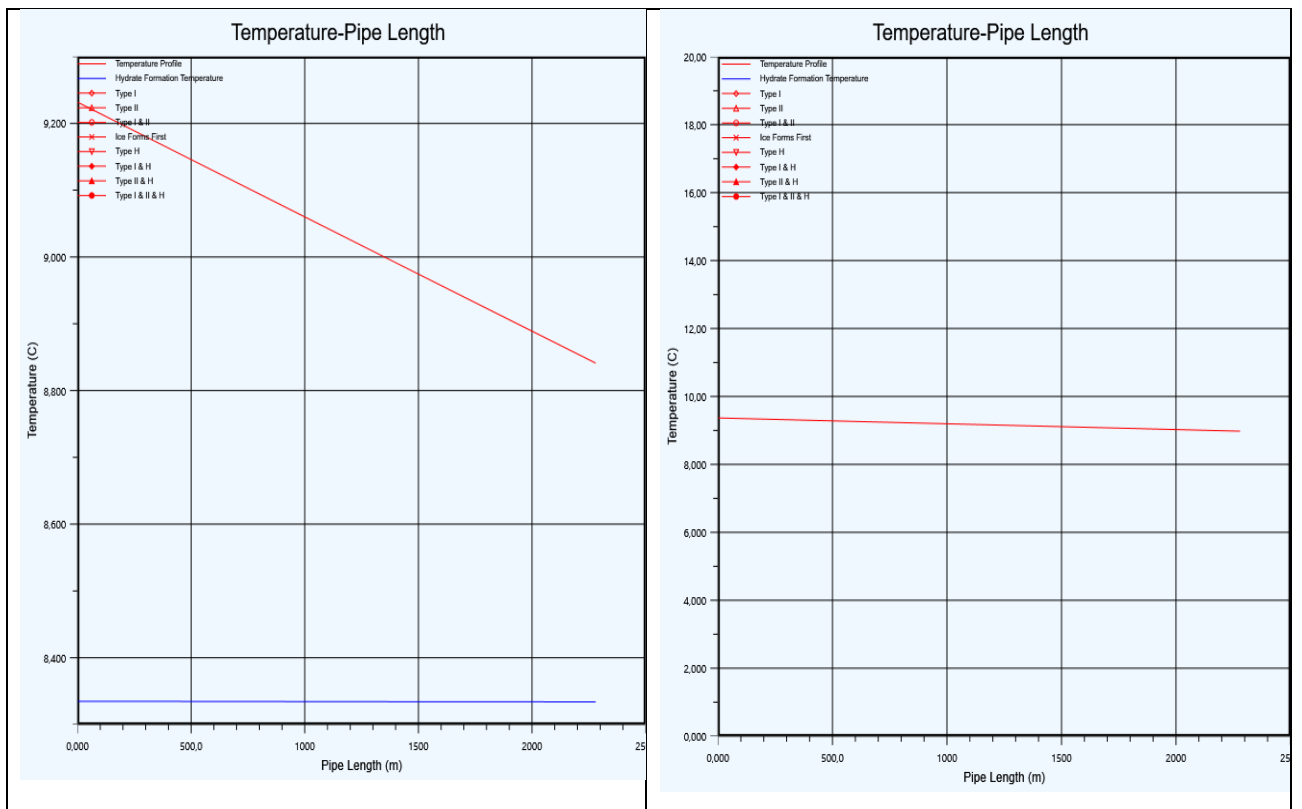


Рисунок 3.1.4 – Распределение температур по трубе после ингибирования.

Name

Stream

Model

Hydrate Formation at Stream Conditions

Hydrate Formation Flag	Will NOT Form
Hydrate Type Formed	No Types
Calculation Mode	Use 3-Phase Model

Рисунок 3.1.5 – Анализ присутствия гидратов в потоке газа.

Анализируя рисунок 3.1.4 и 3.1.5 видим, что во всех случаях в потоке не наблюдается гидратообразования, так как кривая гидратообразования лежит ниже температуры потока газа. Поэтому выбор ингибитора гидратообразования возможно производить исходя из расходов и получаемых точек гидратообразования.

Таблица 3.1.3 – Конечный расход раствором ингибиторов.

Место ввода ингибитора	Расход ингибитора, кг/ч			
	Метанол	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Точка гидратообразования	7,3	5,2	8,2	-
Шлейф	128	97,71	127,6	165,4

Как видно из таблицы наименьший расход ингибитора достигается в случае использования раствора этиленгликоля с водой, также в этом случае получается наименьшая точка гидратообразования.

Точки ввода гидратообразования необходимо организовать на устьях скважин и закачивать ингибитор пропорционально потребности скважины от общего количества требуемого ингибитора.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет стоимости ингибитора и оценка ресурсосбережения

В случае замены ингибитора гидратообразования используемого на предприятиях ООО «Газпром добыча У», происходит изменение лишь нескольких калькуляционных статей, одной из таких статей является «вспомогательные материалы», а вторая калькуляционная статья связана со стоимостью транспортировки ингибитора до места подачи, поэтому для расчета экономической эффективности замены используемого ингибитора гидратообразования, проведем расчет стоимости закачки ингибиторов с учетом их потерь на разных стадиях и расчет необходимого диаметра трубопровода для учета затрат на транспортировку.

Общий расход ингибитора представляет собой:

$$Q_{\text{общ}} = Q_{\text{инг}} + Q_{\text{пот}}, \quad (4.1)$$

Где:

$Q_{\text{общ}}$ – расход ингибитора с учетом потерь, кг/месяц;

$Q_{\text{инг}}$ – расход ингибитора, кг/месяц;

$Q_{\text{пот}}$ – потери ингибитора, кг/месяц.

Потери метанола составляют около 10%, в то время как потери гликолей меньше на порядок, потери этиленгликоля около 1,5%, ДЭГ 0,008%, ТЭГ 0,0011%.

Таблица 4.1 – Месячный расход чистого ингибитора

Место ввода ингибитора	Расход ингибитора, кг/месяц			
	Метанол	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Шлейф	89388	38967	67005	92700
Потери	890	540	6	1
Общий расход	90278	39507	67011	92701

Как видно из таблицы 1 наибольшие потери достигаются при использовании метанола, а наименьшие при использовании триэтиленгликоля. То есть использование гликолей в виде ингибиторов является наиболее ресурсоэффективным методом ингибирования.

Рассчитаем стоимость ингибитора без учета стоимости металлоконструкций, расчет представлен в таблице 2.

Стоимость ингибитора:

$$C_{и} = C_{и} * M \quad (4.2)$$

$C_{и}$ – стоимость ингибитора;

$C_{и}$ – цена кг ингибитора;

M – масса ингибитора.

1. Стоимость метанола:

$$C_{м} = 25 * 90278 = 2\,256\,960 \text{ тыс.руб./месяц}$$

2. Стоимость этиленгликоля:

$$C_{э} = 55 * 39507 = 2\,172\,885 \text{ тыс.руб./месяц}$$

3. Стоимость диэтиленгликоля:

$$C_{дэ} = 70 * 67011 = 4\,690\,770 \text{ тыс.руб./месяц}$$

4. Стоимость триэтиленгликоля:

$$C_{тэ} = 110 * 92701 = 10\,197\,110 \text{ тыс.руб./месяц}$$

Таблица 4.2 – Стоимость ингибитора

	Стоимость ингибитора			
	Метанол	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Цена, руб/кг	25	55	70	110
Стоимость тыс.руб/месяц	2257	2172	4690	10197

4.2 Расчет стоимости трубопровода

Произведем расчет необходимого диаметра трубопровода, так как диаметр трубопровода напрямую зависит от расхода жидкости через него, расход примем равный водному раствору ингибиторов.

Переведем массовый расход в объемный:

$$Q_{и} = G_{и} / (\rho_{сми} * 3600 * 24 * 30) \quad (4.3)$$

1. Объемный расход метанола:

$$Q_{м} = 90278 / (0,7918 * 3600 * 24 * 30) = 0,043 \text{ м}^3/\text{с}$$

2. Объемный расход этиленгликоля:

$$Q_{э} = 39507 / (1,113 * 3600 * 24 * 30) = 0,136 \text{ м}^3/\text{с}$$

3. Объемный расход диэтиленгликоля:

$$Q_{дэ} = 67011 / (1,118 * 3600 * 24 * 30) = 0,023 \text{ м}^3/\text{с}$$

4. Объемный расход триэтиленгликоля:

$$Q_{тэ} = 92701 / (1,1 * 3600 * 24 * 30) = 0,0325 \text{ м}^3/\text{с}$$

Таблица 4.3 – Расход ингибитора по трубопроводу

Место ввода ингибитора	Расход раствора ингибитора, м ³ /с			
	Метанол	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Шлейф	0,044	0,014	0,023	0,033

Для расчета диаметра трубопровода для подачи ингибитора используем формулу:

$$Q = (\Pi d^2/4) \cdot w \quad (4.4)$$

Выведем:

$$d = \sqrt{(4Q/\Pi w)} \quad (4.5)$$

Произведем расчёт диаметров трубопровода по формуле 4.5 для:

1. Водометанольный раствор:

$$d = \sqrt{(4 * 0,044 / (3,14 * 1))} = 0,023 \text{ м}$$

2. Раствор этиленгликоля:

$$d = \sqrt{(4 * 0,014 / (3,14 * 0,5))} = 0,018 \text{ м}$$

3. Раствор ДЭГ

$$d = \sqrt{(4 * 0,023 / (3,14 * 0,5))} = 0,024 \text{ м}$$

4. Раствор ТЭГ

$$d = \sqrt{(4 * 0,033 / (3,14 * 0,5))} = 0,028 \text{ м}$$

Как видно из расчетов наименьший диаметр трубопровода возможен при использовании ВМР, для уменьшения расхода через трубопровод возможно

использовать наибольшую концентрацию гликолей в растворе.

Рассчитаем стоимость трубы для прокладки ингибиторного трубопровода, длина прокладки равна до блока распределения ингибитора 2280 м и еще по 100 м на каждую скважину, общая длина ингибиторного трубопровода равна 2680 м:

$$C_{\text{итр}} = C_{\text{тр}} * L \quad (4.6)$$

$C_{\text{итр}}$ – стоимость трубопровода для ингибитора;

$C_{\text{тр}}$ – стоимость метра трубы для заданного ингибитора;

L – длина трубопровода.

1. Стоимость прокладки трубопровода для метанола:

$$C_{\text{мтр}} = 45 * 2680 = 120\,600 \text{ руб}$$

2. Стоимость прокладки трубопровода для этиленгликоля:

$$C_{\text{этр}} = 37 * 2680 = 99\,160 \text{ руб}$$

3. Стоимость прокладки трубопровода для диэтиленгликоля:

$$C_{\text{дэтр}} = 45 * 2680 = 120\,600 \text{ руб}$$

4. Стоимость прокладки трубопровода для триэтиленгликоля:

$$C_{\text{тэтр}} = 57 * 2680 = 152\,760 \text{ руб}$$

Таблица 4.5 – Расчет стоимости трубопровода для ингибиторов

	Вид ингибитора			
	Метанол	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Диаметр трубопровода, мм	25	18	25	28
Цена м трубы, руб/м	45	37	45	57
Стоимость трубопровода, тыс. руб	120,6	99,16	120,6	152,76

4.3 Расчет общей стоимости закачки ингибитора

Общая стоимость закачки ингибитора будет равняться сумме затрат на покупку ингибитора и на его транспортировку до места подачи:

$$C_{\text{общ}} = C_{\text{зак}} + C_{\text{транс}}$$

$C_{\text{общ}}$ – общая стоимость подачи ингибитора к месту ингибирования;

$C_{\text{зак}}$ – стоимость ингибитора;

$C_{\text{транс}}$ – стоимость трубопровода до места закачки.

Срок службы трубопровода составляет 20 лет, поэтому рассчитаем месячную амортизацию трубопровода как:

$$C_{\text{атр}} = C_{\text{итр}} / (20 \cdot 12).$$

Таблица 4.6 – Стоимость закачки и транспортировки ингибитора

	Общая стоимость			
	Метанол	Этиленгликоль	Диэтиленгликоль	Триэтиленгликоль
Стоимость амортизации трубопровода, тыс. руб/месяц	0,503	0,413	0,503	0,637
Стоимость ингибитора тыс.руб/месяц	2256	2172	4690	10197
Итого	2256,5	2172,4	4690,5	10198

Как видно из таблицы 6 и рисунка 1 стоимость закачки этиленгликоля меньше стоимости закачки ВМР, следовательно, экономически выгоднее производить закачку этиленгликоля.

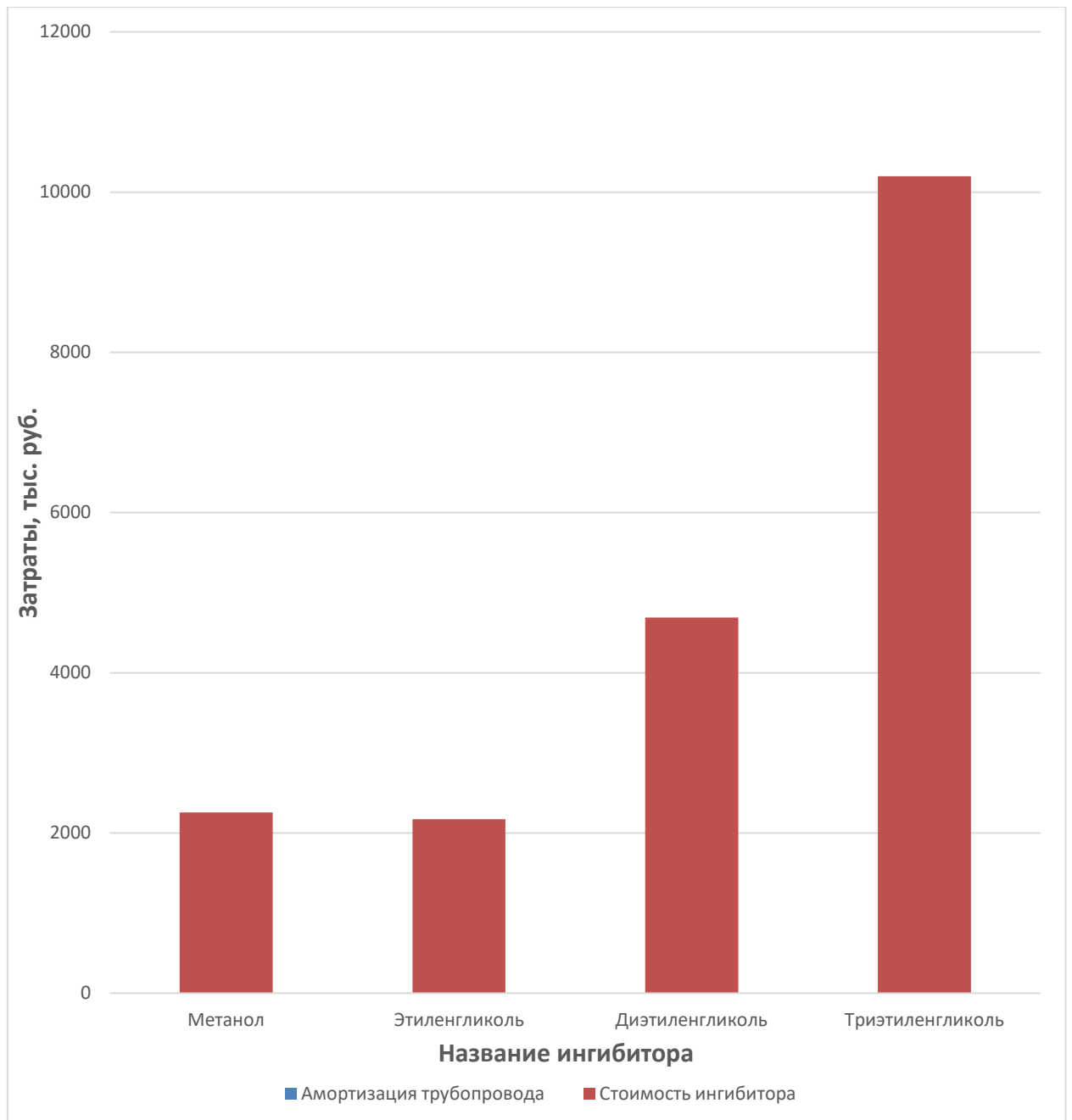


Рисунок 4.1 – Стоимость закачки ингибиторов

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулируемыми органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

Основные технологические процессы газовой промышленности связаны с проблемой гидратообразования. Широкое распространения при промышленной разработке месторождений нефти, газа и газоконденсата для предупреждения процесса гидратообразования и удаления уже образовавшихся гидратных отложений получило использования ингибиторов гидратообразования. В качестве основного промышленного ингибитора применяется метиловый спирт (метанол).

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Участок с метанольной установкой обслуживает действующий производственный персонал и находится на территории установки. Производственный персонал может находиться в зоне действия поражающих факторов во время производства работ и планового обслуживания, численность персонала определяется видами работ.

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

- движущиеся машины и механизмы;
- производственный шум и вибрация, высокое давление газа или воздуха в системе, высокое напряжение электрического тока;
- загазованность воздушной среды;
- неблагоприятные метеорологические условия - температура (низкая или высокая), влажность воздуха, скорость движения воздуха (сквозняки);

5.1.2 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Природный газ бесцветен, значительно легче воздуха, малотоксичен если не содержит вредных примесей более допустимых норм. Если природный газ очищен в соответствии с требованиями ОСТ 51.81 - 82, «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы», его свойства мало отличаются от свойств метана. Примеси тяжелых углеводородов изменяют свойства природного газа: повышают его плотность; снижают температуру воспламенения (НКПВ), следовательно, и допустимое объемное содержание газа в воздухе рабочей зоны; при значительном их содержании в газе придают ему запах бензина; снижают минимальную энергию зажигания. Метан по санитарным нормам относится к 4-у классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на С) – 300 мг/м³. Концентрационные пределы воспламенения в воздухе – 5–15% (по объему), температура воспламенения 645 °С. Минимальная энергия зажигания, определяемая по методике ВНИИПО – 0,15 мДж [25]. Газоконденсат в газопроводе нестабилен. Упругость его паров при данной температуре равна давлению в газопроводе. Нестабильный газоконденсат содержит пропан-бутан и даже этан и пентан, определяющие высокую упругость его паров. Стабильные газоконденсаты в основном состоят из тяжелых углеводородов (пентан и вышекипящие - Cs) и 2-3 % более низкокипящих углеводородов (пропан и бутан).

Нестабильный и не полностью стабилизированный газоконденсат вследствие выделения из него в атмосферу паров тяжелых углеводородов повышает пожаро и взрывоопасность. Пары тяжелых углеводородов, выделяемые при стабилизации, а затем при испарении газоконденсата значительно тяжелее воздуха [25]. Вредность паров газоконденсатов и сжиженных газов, если они не содержат непредельные углеводороды, сравнительно невелика. По степени воздействия на организм человека они относятся к 4 классу опасности (вещества малоопасные). Их ПДК в воздухе составляет так же, как для метана — 300 мг/м³ (в пересчете на С). Газоконденсаты могут оказывать вредное воздействие на кожу человека,

вызывая заболевания (сухость кожи, появление трещин, а иногда дерматиты, экземы и т. п.). Особенно опасно их попадание на слизистые оболочки. Газоконденсат, попавший на тело, следует смывать теплой водой с мылом. При утечке нестабильного газоконденсата происходит сильное местное охлаждение самой струи, а также металла и тел, на которые она попадает. Попадание струи газоконденсата на кожу тела человека может вызвать ее обморожение.

Метанол применяется на магистральных трубопроводах в качестве одной из основных мер борьбы с гидратообразованиями. Вводят метанол с помощью стационарной или передвижной метанольной установки. Применение метанола, несмотря на его токсичность, обусловлено прежде всего с тем, что метанол обладает наилучшим соотношением цена – технологическая эффективность.

В виду сильной токсичности, на объектах газовой промышленности разрешается использовать метанол только как средство предотвращения или разрушения кристаллогидратных пробок в аппаратах, приборах и газопроводах, а также для обработки призабойных зон газовых скважин [22].

Метанол (метиловый спирт CH_3OH) – бесцветная прозрачная жидкость. Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. Относится к третьему классу опасности.

Описание

Плотность – $0,791 \text{ г/см}^3$, температура кипения $64,7 \text{ }^\circ\text{C}$, температура вспышки 16 гр. С , пределы воспламенения паров в воздухе от $6,7$ до $36,5\%$, допустимая концентрация паров в рабочей зоне – 5 мг/м^3 .

Физико-химические свойства

- Метанол – химическая формула: CH_3OH ;
- Молекулярная масса 32;
- Бесцветная, легкоподвижная жидкость с запахом, аналогичным запахом этилового спирта;
- Температура кипения 65°C ;
- Температура плавления – 98°C ;

- Относительная плотность (вода = 1): 0.79 г/мл;
- Давление паров, кПа при 20°C: 12.3;
- Относительная плотность пара (воздух = 1): 1.1;
- Относительная плотность смеси пар/воздух при 20°C: 1.01
- Температура вспышки 12°C;
- Температура самовоспламенения 464°C;
- Пределы взрываемости, объём % в воздухе 5.5–44;
- Коэффициент распределения октанол / вода как log Pow: – 0.82/-0.66;
- Метанол смешивается в любых соотношениях с водой и большинством органических растворителей;
- Показатель преломления Пд 1,333;
- Вязкость – 0.817 мПа·с;
- Теплота парообразования – 8.94 ккал / моль;
- Теплота сгорания: жидкого – 173.85 ккал / моль, газообразного – 177.40 ккал / моль [26].

Приём внутрь 5–10 мл метанола приводит к тяжёлому отравлению (одно из последствий – слепота), а 30 граммов и более – к смерти. Опасен для жизни не только чистый метанол, но и жидкости, содержащие этот яд даже в сравнительно небольшом количестве.

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

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

Характер токсического действия

Особую токсичность метанола обычно связывают с образованием из него в организме формальдегида и муравьиной кислоты. При любом способе введения метанола типичны поражения зрительного нерва и сетчатки глаза, отмечаемые как в острых, так и при выраженных хронических отравлениях.

Считают, что образующийся в организме формальдегид нарушает окислительное фосфорилирование в сетчатке глаза и, по-видимому, тормозит анаэробный гликолиз, в результате чего возникает недостаток аденозинтрифосфорной кислоты (АТФ). Даже временное нарушение синтеза АТФ в клетке сетчатки может привести к потере зрения. Пары метанола сильно раздражает слизистые оболочки глаз и дыхательных путей.

- Отравления при вдыхании паров редки.
- Отравление при попадании на кожу обычно происходит при одновременном вдыхании паров [22].

Химический механизм токсического действия:

Схема окисления: Метанол → формальдегид → муравьиная кислота → $H_2O + CO_2$. Окисление формальдегида в муравьиную кислоту происходит столь быстро, что определить его в организме часто не удастся: муравьиная кислота легко обнаруживается в крови и моче. Скорость окисления метилового спирта 25 мг/кг/ч. Выделение метилового спирта происходит с выдыхаемым воздухом (~50–70%) и с мочой (1–10%); муравьиная кислота выводится с мочой в количестве 5–9% от поступившей дозы.

Класс по характеру токсического действия и по опасности: третий
Диэтиленгликоль - бесцветная или желтоватая прозрачная жидкость, горюч, температура самовоспламенения 343 °С, температура воспламенения 132 °С, при загорании токсичных веществ не образует; в условиях пожара следует применять противогаз марки КИП-8 или АСВ-2; тушить следует водой, водяным паром, пеной или углекислотой; токсичен: при попадании в организм вызывает острое отравление, действует на почки, печень. ПДК диэтиленгликоля в воздухе рабочей зоны производственных помещений - 10 мг/м³ (III класс опасности). Разлитый продукт необходимо засыпать песком или опилками. Способ уничтожения - сжигание добавлением в горючие смеси.

5.1.3 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

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

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,00 °С. В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,00 °С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (Табл. 5.1).

Таблица 5.1 Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.1.4 Превышение уровней шума

Источниками шума при проведении ремонтных работ на газопроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных.

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

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

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

Коллективные средства защиты:

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

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши.

5.2 Анализ опасных факторов

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

5.2.1. Электрический ток

Источниками поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм, электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;

- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

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

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

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

5.2.2. Пожаро – и взрывоопасность.

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

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/м³.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе [24].

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

Все операции на каждой стадии ремонта должны проводиться под контролем представителей технадзора.

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

При выполнении работ по ремонту установки взрывопожаробезопасность обеспечивается соблюдением общих мер пожаробезопасности и применением взрывозащищенного оборудования в соответствии с ВППБ 01-04-98 [23].

Весь персонал подрядной организации должен иметь допуск к производству работ (аттестацию и проверку знаний промышленной безопасности). Аттестация персонала подрядчика проводится в аттестационных комиссиях территориального органа Ростехнадзора. Проверка знаний проводится в соответствии с требованиями нормативных правовых актов в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, экологической безопасности и охраны труда, а также по вопросам, охватывающим непосредственную деятельность аттестуемого.

Все работающие на ремонте газопровода должны быть обучены правилам охраны труда и иметь удостоверения о сдаче экзаменов, кроме того, должны пройти инструктаж по технике безопасности на рабочем месте с учетом особенностей данного объекта.

При изменении условий труда непосредственный руководитель работ должен вновь провести инструктаж по технике безопасности с учетом новых производственных условий.

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

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

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

Категорически запрещается допускать к работе заболевших и лиц в нетрезвом состоянии.

Применяемое электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении, уровень взрывозащиты должен соответствовать требованиям ПУЭ, а вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасных смесей. Во взрывоопасных зонах запрещается использование электрооборудования, электропроводок, инструмента и приборов, не соответствующих требованиям ПУЭ, с нарушениями элементов взрывозащиты и не имеющих знаков взрывозащиты.

Все грузоподъемные механизмы должны иметь непросроченное техническое освидетельствование на применение на весь период строительства согласно ПБ 10-382-00 (с попр. 2001). Техническое освидетельствование должно проводиться согласно руководству по эксплуатации грузоподъемного механизма.

Эксплуатация машин и механизмов должна производиться в соответствии с инструкциями по их эксплуатации. На машинах и механизмах должны быть исправные огнетушители, лопаты, брезент и кошма.

Персонал, занятый на ремонте, должен быть обучен правилам и приемам оказания первой (доврачебной) помощи. При несчастном случае необходимо

оказать первую помощь пострадавшему, вызвать скорую медицинскую помощь, сообщить об этом непосредственному начальнику и сохранить без изменения обстановку на рабочем месте по расследованию, если она не создает угрозу для работающих и не приведет к аварии.

На месте работ по перемещению установки не должны находиться лица, не имеющие прямого отношения к выполнению данных работ.

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

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

Соблюдение требований промышленной безопасности и пожарной безопасности обеспечивают безаварийность строительства и должно контролироваться производителем работ (лицом, назначенным по приказу), а также представителями эксплуатирующей организации.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Концепция процесса ремедиации почвы, загрязненной метанолом

Метанол как источник углерода и энергии используется бактериями, объединенными в группу метилотрофов [20]. Из использованных для анализа ферментов именно каталаза и дегидрогеназа, как продуценты данных микроорганизмов катализируют трансформацию метанола, как гидроксильного производного углеводов, идущей по цепи метанол - формальдегид – муравьиная кислота - углекислый газ и вода [19]. Критерием трансформации метанола в биоорганическом удобрении «Пикса» и почве, особенно при внесении этого удобрения служит повышение активности каталазы и дегидрогеназы относительно контрольных вариантов, а о практическом завершении этого процесса можно судить по появлению тенденции резкого

снижения активности ферментов, что связано с уменьшением содержания основной массы метанола и накоплением продуктов микробного метаболизма.

Результаты апробации показали результаты апробации, самый высокий уровень активности каталазы биоорганического удобрения «Пикса» (больше контроля в 11,4 раза) наблюдался на 15 сутки в варианте с максимальным количеством метанола (125 мл/кг), что свидетельствует о значительной ремедирующей способности данного удобрения.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации на объекте:

- пожары;
- террористические акты;
- аварии и др.

Вероятные причины аварий могут являться:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

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

Не допускать попадания метанола в канализацию и питьевую воду. Уведомить власти, если жидкость попала в канализацию или общественные воды. Основная физическая реакция метанола в случае попадания в воду в Европейской системе классификации реакций химикатов описывается как "растворяется/испаряется".

При утечке необходимо остановить ее безопасным образом. При небольших количествах пролитой жидкости: взять в негорючим абсорбирующим веществом и собрать лопатой в контейнер для утилизации. Промыть место разлива мыльной водой. Для сбора пролитой жидкости в большом количестве рекомендуется блокирование барьерами. Удалить жидкость с помощью взрывобезопасных насосов или вакуумного оборудования, предназначенного для всасывания горючих материалов. Поместить в подходящие закрытые маркированные контейнеры.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Охрана труда является системой обеспечения безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, которая включает в себя правовые, социально-экономические, санитарно-гигиенические, психофизические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия. Функциями охраны труда являются исследования санитарии и гигиены труда, проведение мероприятий по снижению влияния вредных факторов на организм работников в процессе труда. Основным методом охраны труда является использование техники безопасности [24].

Порядок организации работы по обеспечению безопасных условий труда, регулирование трудовых отношений между работодателем и работником определяется «Трудовым кодексом Российской Федерации», общегосударственными и отраслевыми НД в области охраны труда. Основным направлением работ по охране труда в организациях является планомерное осуществление комплекса организационно-технических мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда на всех уровнях производства, что реализуется:

- обеспечением безопасной эксплуатации производственного оборудования, безопасности производственных процессов и технологий;
- обеспечением работающих необходимыми санитарно-бытовыми устройствами, помещениями и надлежащим их содержанием;

- обеспечением работников средствами индивидуальной защиты в соответствии с утвержденными типовыми нормами и характером выполняемых работ;
- обеспечением работающих средствами коллективной защиты;
- установлением единого порядка организации и проведения инструктажей, работающих безопасным методам и приемам труда;
- установкой продолжительности рабочего времени и времени отдыха, определяемые условиями труда, в зависимости от степени вредности и (или) опасности, продолжительности основного оплачиваемого отпуска и время его использования, выплат компенсационного и стимулирующего характера [21].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы были проанализированы характерные особенности У. нефтегазоконденсатного месторождения, природные условия и геологические условия залегания залежи, что обеспечило лучшее понимание условий, возможностей и рисков при добыче газоконденсата и газа в этой области. Помимо этого, была рассмотрена общая характеристика гидратов углеводородных газов, условия (на основе диаграммы фазового гетерогенного равновесия Р-Т) и места их образования (могут образовываться в системах добычи, сбора и подготовки газа), методы борьбы с гидратообразованием посредством различных технологических и химических методов. Более подробно были освещены химические методы борьбы с гидратообразованием путем ингибирования потока газа, идущего до осушки и подготовки на ГП.

Были изучены виды ингибиторов гидратообразования, их преимущества, недостатки и факторы, влияющие на выбор метода борьбы с гидратообразованием и самого ингибитора. Приведены расчетные формулы, вычисляющие необходимое минимальное количество ингибитора для увеличения экономической целесообразности и уменьшения экологического загрязнения окружающей среды посредством утилизации не регенерированного ингибитора. Показаны возможные варианты закачки ингибитора на устье скважины и в ствол скважины в поток газа с помощью устройства дозированного ввода УВИ 250 – ТМ.

В практической части работы были смоделированы различные варианты ингибирования процесса гидратообразования в выкидных линиях, в результате которых было определено, что без использования ингибиторов в двух скважинах из четырех образуются гидраты первой структуры. При вводе ингибитора в поток газа в устье скважины образования гидратов не было выявлено и в течение течения газа до пункта подготовки газа.

В результате проделанной работы было выявлено, что наилучший результат ингибирования достигается посредством закачки триэтиленгликоля, который оказался самым эффективным с расходом раствора 165,4 кг/ч, но и

наиболее дорогим. Наименьший расход 97,71 кг/ч был достигнут при использовании 70% водного раствора этиленгликоля и разовая экономия 21440 рублей от прокладки трубопровода и сокращение ежемесячных затрат на 84000 рублей. В сравнении с 95 % водометанольным раствором с расходом 128 кг/ч и точкой гидратообразования 7,3 этиленгликоль выигрывает по обеим характеристикам. К тому же метанол хоть и является проверенным и надежным ингибитором гидратообразования, но он ядовит, а использование этиленгликоля для предотвращения гидратообразования не только является самым выгодным способом ингибирования, обеспечивающим наименьшую точку образования гидратов, но и представляет наибольшую безопасность при использовании, так как отравление гликолем возможно лишь при попадании его внутрь, что положительно влияет на экономические показатели разработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, Транспорт скважинной продукции, ТПУ 2011 г.
2. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации Том 5
3. А.В. Поляков, Исследование и разработка устройств для подачи реагента в трубопровод при давлении реагента ниже давления в трубопроводе.
4. Эксплуатация скважин, [Электронный ресурс], режим доступа: http://revolution.allbest.ru/geology/00325773_0.html
5. Н. Г. Мусакаев, Двухфазные течения с физико-химическими превращениями в каналах и пористых средах в задачах нефтегазовой механики
6. А.В. Грунвальд, Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г.
7. Обеспечение безгидратного режима работы газопромысловых коммуникаций, [Электронный ресурс], режим доступа: http://www.referat-sochinenie.ru/referat/promyshlennost_proizvodstvo_i_tehnologii/obespechenie_bezgidratnogo_rejima_raboty_gazopromyslovyh_kommunikacii.html
8. Д. В. Щербаков, Добыча нефти и газа, Устройства дозированного ввода ингибитора гидратообразования УВИ 250-ТМ
9. Гидраты метана – Газовое топливо будущего, www.energyland.info [Электронный ресурс], режим доступа: <http://www.energyland.info/analitic-show-9714>
10. Neftegaz.ru, Газовые гидраты, [Электронный ресурс], режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/706-Gazovye-gidraty>
11. Условия образования гидратов, [Электронный ресурс], режим доступа: http://studopedia.ru/2_122796_usloviya-obrazovaniya-gidratov.html
12. Коротаяев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. — М.: Недра, 1984.

13. Алнах, Плунжерный насос дозировочный НД, [Электронный ресурс], Режим доступа: http://www.talnah.ru/index_prod_dosing_nd.php
14. Блок подачи метанола, Синергия – Лидер, [Электронный ресурс], Режим доступа: http://sinlid.ru/product_info.php?products_id=12
15. Б.Б. Квеско, Способ интенсификации притока и борьба с осложнениями тема на У газовом месторождении (ЯНАО), [Электронный ресурс], Режим доступа: http://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/2311/26522/diplom_litvinov.pdf?sequence=2
16. Завод Специальной АвтоТехники, Установка насосная метанольная, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://spec-avtoteh.ru/index.php/unm160x15.html>
17. ТК «Верас», Передвижная паровая установка ППУА, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://www.veras.ru/price/auto/ppua.html>
18. ТД «Прохладенский Машиностроительный Завод, ППУА, Запчасти ППУА, Установка ППУА, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://td-pmz.com/ppua/ppua1600-100.php>
19. Вредные вещества в промышленности. Т. 1. Органические вещества. – Л.: Химия, 1976. – 592 с.
20. Нетрусов А.И. Энергетический метаболизм метилотрофных бактерий // Биохимия и физиология метилотрофов.- Пущино, 1987.- С. 50-62.
21. ГОСТ 12.0.230-2007 ССБТ. Системы управления охраной труда. Общие требования.
22. Сборник документов по безопасности работы с метанолом на объектах министерства газовой промышленности – М.: ВНИИГАЗ, 1987. – 73с.
23. Карпеев Ю.С. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. Вопросы и ответы: Справочник. - М.: Недра, 1991. – 399 с.37
24. ВППБ 01-04-98. Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности/Минтопэнерго. – М.: 1998. - 105 с.
25. ГОСТ 12.1.005–88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с.

26. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. — М.: Недра, 1976. 197 с.

27. Савастыин М. Ю., Обоснование оптимального режима работы газовой скважины в трещинно-поровом пласте, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://dlib.rsl.ru/01002935145>

28. Бабушкина А.Н., Выделение коллекторов и определение их подсчетных параметров в ачимовской толще Уренгойско-Пуровской зоны Западной Сибири, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://dlib.rsl.ru/01000151784>