

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ ЛИНЕЙНЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.279.72 (571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Фролов Дмитрий Михайлович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую

	документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Фролов Дмитрий Михайлович

Тема работы:

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ ЛИНЕЙНЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№39-65/с, 08.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.	
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Особенности разработки нефтегазоконденсатного месторождения. Структура, содержание, механизм образования газовых гидратов. Пропускные характеристики линейных сооружений нефтегазовых систем. Метанол и метанольное хозяйство. Общая информация о методах предупреждения и борьбы с гидратообразованием. Продувка скважин нагоризонтальную факельную установку для удаления газовых гидратов и жидкости с забоя. Предотвращение гидратообразования камерой ступенчатого штуцера дискретно регулируемого. Анализ кинетических ингибиторов. Оборудование для подачи метанола на забой скважин.	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Раздел	Консультант	Должность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна	Доцент
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	Старший преподаватель

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

10.02.2023

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Фролов Дмитрий Михайлович		10.02.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Фролов Дмитрий Михайлович

Тема работы:

Оценка влияния гидрата образования на пропускную способность линейных промысловых систем на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2023	Особенности гидратообразования в геолого-промысловых условиях разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений	30
20.03.2023	Технологические решения по увеличению пропускной способности в условиях гидратообразования	30
10.04.2023	Применение комплекса мероприятий для эффективной эксплуатации линейных сооружений в условиях гидратообразования	20
03.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
29.05.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Фролов Дмитрий Михайлович		10.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 113 страниц, в том числе 31 рисунков, 17 таблиц. Список литературы включает 33 источников. Работа содержит 9 приложений.

Ключевые слова: пропускная способность, линейные промышленные сооружения, образование гидратов, ввод ингибитора, метанол, нефтегазоконденсатное месторождение.

Объектом исследования являются линейные промышленные сооружения нефтегазоконденсатных месторождений.

Цель исследования – обоснование эффективности пропускной способности линейных сооружений в условиях эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождениях.

В выпускной квалификационной работе проанализированы условия образования газовых гидратов в процессе разработки и добычи природного газа, для уточнения влияния гидратообразования на пропускную способность, а также наиболее эффективные технологии для повышения эффективности пропускной способности в промышленных линейных сооружениях.

Наиболее эффективными технологиями являются: применение ввода ингибиторов для проведения процесса предупреждения и борьбы с газовыми гидратами, обеспечивающие ликвидацию гидратных пробок для большего увеличения внутритрубного пространства и скорости перемещения добываемого природного газа.

Область применения: нефтегазоконденсатные месторождения, фонд добывающих скважин и промышленные линейные сооружения.

Потенциальная экономическая эффективность связана с затратами ингибиторов для борьбы с гидратообразованием в линейных сооружениях промыслов.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 ОСОБЕННОСТИ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГЕОЛОГО- ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	12
1.1 Особенность разработки нефтегазоконденсатного месторождения	13
1.2 Структура, содержание, механизм образования газовых гидратов	15
1.3 Пропускные характеристики линейных сооружений нефтегазовых систем....	26
1.4 Метанол и метанольное хозяйство	30
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ В УСЛОВИЯХ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ.....	35
2.1 Общая информация о методах предупреждения и борьбы с гидратообразованием	38
2.2 Продувка скважин на горизонтальную факельную установку для удаления газовых гидратов и жидкости с забоя.....	45
2.3 Предотвращение гидратообразования камерой ступенчатого штуцера дискретного регулируемого	49
2.4 Анализ применяемых кинетических ингибиторов при гидратообразовании	52
2.5 Оборудование для подачи метанола на забой газовых скважин	57
3 ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ	62
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	66
4.2 Техничко-экономическое обоснование.....	71
4.3 Экономическая эффективность НИ	74
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	81
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.2 Производственная безопасность	82
5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария).....	83
5.4 Экологическая безопасность.....	94
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	102

ВВЕДЕНИЕ

С каждым вводом в разработку нефтегазоконденсатных месторождений, возрастает показатель осложнений из-за образования газовых гидратов как в стволе скважин, так и в линейных сооружениях промысла нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ). Образование гидратов в линейных сооружениях снижает пропускную способность и скорость подачи природного газа, тем самым, уменьшая дебит добываемого газа.

Актуальность проблемы. У большинства предприятий по добыче и транспортировке газа, стоит перед собой стратегическая задача по обеспечению бесперебойной добычи и безопасной поставке газа потребителям. Надёжность работы линейных промысловых сооружений зависит от качества потока перемещающего газа, а также состоит зависимость от влагосодержания. Данное явление осуществляется при перемещении сырого газа в линейных сооружениях, где образуются газовые гидраты (ГГ). Результат таких образований гидратов способствуют увеличению гидравлического сопротивления, также происходит изменение проходного сечения промыслового линейного сооружения, и снижается показатель пропускной способности потока добываемого газа до полного перекрытия, а в случаи экстремальных температурных условий, может произойти деформация линейных сооружений, что в свою очередь может повлечь за собой различные аварийные ситуации, а также приведёт к различным неисправностям оборудования на промыслах.

Для разрушения гидратной пробки (ГП) применяются различные ингибиторы, и самым распространённым является метанол. Расходы метанола на предприятиях добычи газа сильно завышен из-за нерационального использования при уничтожении газовой гидратной пробки. Чтобы не допускать критичные образования гидратов при этом не прибегая к расходам пользования метанола, используют физический метод по устранению гидратообразования с помощью продувки скважин на факельный амбар газовой факельной установки (ГФУ), распределения давления. На газовых промыслах имеется множество

цехов для обработки и подготовки газа и газового конденсата, которые могут также способствовать предотвращению газового гидрата на линейных сооружениях. Влияние на пропускную способность оказывают компрессорные станции, чем больше компрессорных станций, тем тщательнее нужно согласовывать режим работы смежных перегонов. Также на пропускную способность влияет давление и скорость подачи газа по линейным сооружениям.

Стоит обратить внимание на эффективность пропускной способности, так как это один из важных показателей, который влияет на дебит и скорость при добыче природного газа.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в обеспечении эффективности пропускной способности линейных сооружений в условиях эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений.

Для достижения цели, необходимо решить некоторые задачи:

- Проанализировать особенности гидратообразования в геолого-промысловых условиях разработки и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений;
- Выбрать технологические решения по увеличению пропускной способности в условиях гидратообразования;
- Обоснование применения комплекса мероприятий для эффективной эксплуатации линейных сооружений в условиях гидратообразования.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;
- ГГ** – газовый гидрат;
- ГП** – гидратная пробка;
- ГС** – горизонтальная скважина;
- НГД** – начальный градиент давления;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- УВ** – углеводороды;
- ЗПА** – здание переключающей арматуры;
- БРМ** – блок распределения метанола;
- СПИ** – система подачи ингибитора;
- ГФУ** – горизонтальная факельная установка;
- КИГ** – кинетический ингибитор гидратообразования.

1 ОСОБЕННОСТИ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Несмотря на имеющиеся запасы нефти или газа нефтегазоконденсатных месторождений, часто требуется решение многочисленного ряда проблем, связанных с термобарическими и геологическими условиями. Прежде всего это связано с низкими пластовыми давлениями, температуры, наличие не углеводородных компонентов пластового газа, сложных геологических строений, степени высокой минерализации пластовой воды. Именно эти показатели влияют на особенность образования гидратов.

В настоящее время на месторождениях крайнего Севера и Западной Сибири в качестве предупреждения образования газовых гидратов является ввод ингибитора, и при вводе ингибитора возникает сложность кристаллизации солей при смешивании метанола с высокоминеральными пластовыми водами, что в свою очередь приводит к солеотложению в призабойной зоне и других промысловых коммуникациях.

Гидраты являются твёрдыми кристаллическими соединениями, которые образуются с помощью воды и других микромолекул в которой содержится вода или влага, выглядит как снег или лёд. Стоит отметить, что такой вид льда воспламеняется, то есть способен гореть, по причине содержащихся в гидратообразовании компонентов.

Добываемый газ из нефтегазоконденсатных месторождений особенно в пластовых условиях, насыщен парами воды. Образование газогидратов производится в процессе добычи газа из пластов, за счёт понижения его температуры и давления, тем самым пары воды начинают конденсироваться и скапливаться как в скважинах, так и на стенках газопровода.

Изучением гидратов и способов их образования на исследовательских этапах занимались такие учёные как: Дж. Пристли (1777-1778 гг.), Фарадей (1823г.), Пельтье и Карстен (1785-1786 гг.) и другие. Следует уточнить, что газовые

гидраты впервые были окончательно получены и изучены Вилларом в 1888 году [13].

Первые модели газогидратов были описаны и реализованы Я. Ван дер Вальц, и Р. Беррер в период с 1956 по 1962 гг. Структурные исследования газогидратных соединений были проведены Штакельбергом и Мюллером в 1949-1958 гг., но данную работу продолжил Джеффри с его сотрудниками до 1969 года.

Вопросами гидратообразования, а также методами его предупреждения и ликвидации занимались такие авторы как Истомин В.А., Бурмистров Э.Б. и другие. В ходе исследований разработали новый метод фазовых равновесий газовых гидратов из многокомпонентных смесей с фиксацией тепловых потоков в гидратной камере, и тем самым обнаружили изменения формы газовых гидратов на стадии их образования, что было подтверждено последующими исследованиями. Их исследования позволили разработать инструкции по оптимальному расходу ингибиторов гидратообразования в 1987 году [2,3].

Особое внимание необходимо уделить термодинамическим исследованиям гидратов, проведённые в 1930-1950-е годы Дитоном и Фростом. Результат данных исследований поспособствовала монография, посвященная предотвращению образования гидратов в линейных сооружениях промысла [16]. В 1969 году началась разработка месторождений в Сибири, где впервые удалось извлечь природный газ из гидратов, тогда по объёмам добычи 1990 года, составляло примерно 36%.

1.1 Особенности разработки нефтегазоконденсатного месторождения

Многолетние наблюдения и исследования геологических и термобарических характеристик открытых нефтегазоконденсатных месторождений в западной части Сибирской платформы и Енисейско-Хатангский прогиб выявил наличие активных процессов гидратообразования при заканчивании скважин.

Образование гидратов происходит при бурении, разработке, испытании, закупорке и пробной эксплуатации скважин в диапазоне глубин от 0 до 1350-1470 м на месторождениях Енисейско-Хатангского прогиба и до 1800-2100 м в пределах

западной части Сибирской платформы. В некоторых случаях в призабойной зоне пласта наблюдается гидратообразование. В процессе разработки были построены графики с целью прогнозирования гидратообразования на месторождениях в пределах Сибирской платформы [5].

В условиях Крайнего севера нефтегазоконденсатных месторождений гидратообразование происходит при испытании практически всех газовых и газоконденсатных скважин. Установлено, что гидратообразование происходит в стволе скважин, запорной арматуре, узлах промыслового оборудования, газосепараторах, манифольде, а в отдельных случаях и в призабойной зоне пласта. Проведённый анализ фактических материалов по испытанию скважин на основных месторождениях показал, что основное число (55 %) случаев гидратообразования зарегистрировано при исследовании скважин на режимах, тогда как на освоение приходится на 36 % случаев. Гидратообразование при глушении отмечено в трёх скважинах [5].

Анализ термобарических условий залегания нефтяных и газоконденсатных залежей, а также опыт испытания скважин (величина и характер изменений забойных и устьевых давлений и температуры при исследовании), в которых так же было установлено, что безгидратные режимы работы скважин отсутствуют. Поэтому независимо от характера насыщения объекта, технология испытаний скважин в Енисей-Хатангсом прогибе и западной части Сибирской платформы должна предусматривать обязательный комплекс методов предупреждения гидратообразования, основными из которых являются: прогрев скважин, перфорация при наличии ингибитора в зоне перфорации, промывка и глушение скважин на минерализованных растворах, ввод антигидратного ингибитора при исследовании и др [5].

Оптимальная депрессия, необходимая для полного выноса конденсата из пласта, составляет 13-14 % от пластового давления. Однозначно доказано, что при дебитах около 100 тыс. м³ /сут, необходимо отрабатывать скважины перед отбором проб не менее 24 часов.

Предложенные разработки и рекомендации по совершенствованию технологии

исследования в основном направлены на выявление наиболее благоприятных режимов отработки скважин с целью недопущения преждевременных осложнений и получения качественных газогидродинамических параметров изучаемых залежей и месторождений для проектирования их освоения [5].

1.2 Структура, содержание, механизм образования газовых гидратов

В нефтегазовой промышленности гидраты — это вещества, находящиеся в газообразном состоянии при определенной температуре. Эти вещества в основном включают CH_4 , C_2H_6 , CO_2 , H_2S и другие компоненты. Исходя из этого, появился термин «газовые гидраты», а также одно из распространенных заблуждений, связанных с этим типом твердых кристаллических соединений. У большинства людей есть ошибочная теория о том, что жидкости, которые не содержат воды или влаги, не способны образовывать гидраты, но на практике гидраты могут образовываться другими жидкостями и даже с метанолом, но только в том случае, если его концентрация недостаточна.

Газоносные пласты всегда содержат воду, поэтому добываемый природный газ постоянно насыщается водой. Известны случаи, когда газ добывается вместе с водой из газовых скважин. Вода также подходит для технологических процессов подготовки природного газа. Движение газа в пластескважин и линейных сооружений сопровождается уменьшением температуры и давления, из-за чего собственно пары воды конденсируются и скапливаются в скважинах и в линейных сооружениях. При определённых условиях каждая молекула компонента природного газа, таких как метан, этан, пропан, бутан, способная взять от 6 до 17 молекул воды. К сведению, одна молекула метана связывает 6 молекул воды $\text{CH}_4 - 6\text{H}_2\text{O}$, этана $\text{C}_2\text{H}_6 - 8 \text{H}_2\text{O}$, пропана $\text{C}_3\text{H}_8 - 17\text{H}_2\text{O}$.

С помощью воды или водных растворов производится очистка газа от таких компонентов как H_2S , CO_2 .

В результате такой обработки получают очищенный газ, насыщенный водой. Из-за таких тесных связей между водой и природным газом, гидраты встречаются на всех стадиях разработки месторождения. Структура газового гидрата представлена на рисунке 1.

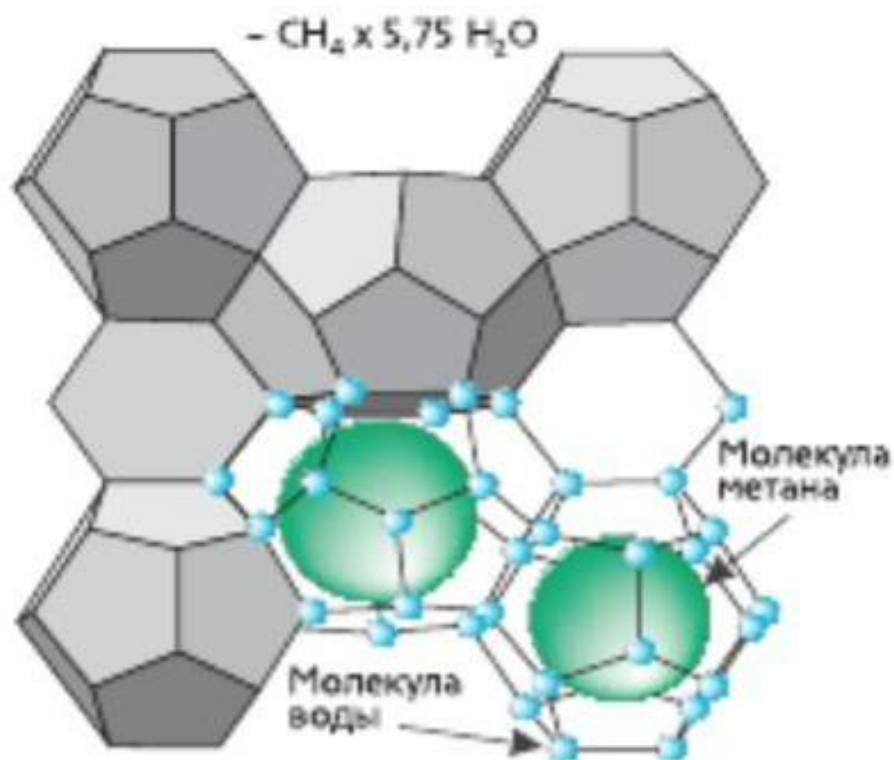


Рисунок 1 – Структура газового гидрата

Необходимые условия для образования газовых гидратов состоят в следующих критериях, а именно:

1. Соответствующие термобарические условия, а именно показатели пластового давления и температуры;
2. Наличие компонентов как метан, этан и двуокись углерода, которые являются гидратообразующим веществом;
3. Достаточное количество воды.

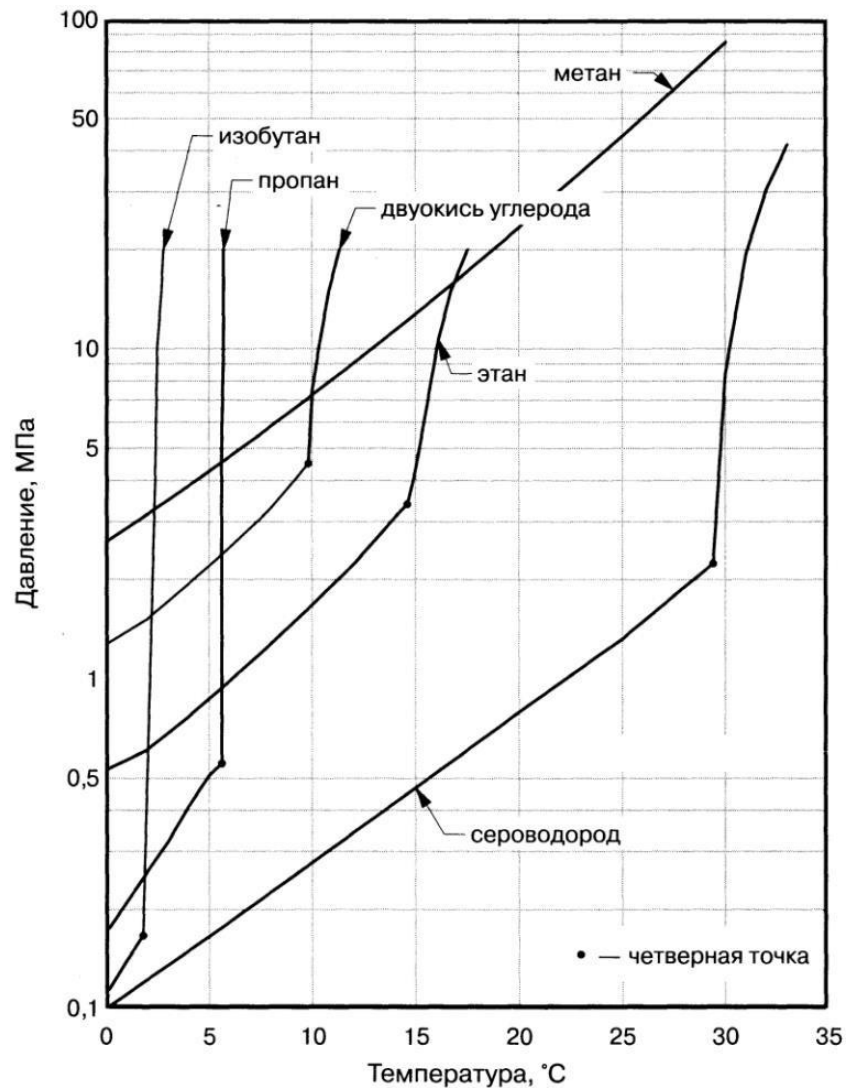


Рисунок 2 – Кривые образования для некоторых компонентов природного газа

Точные значения температуры и давления гидратообразования зависят от химического состава газа, в то время как гидратообразование может происходить при температурах выше точки замерзания воды 0 градусов. Чтобы предотвратить образование гидратов, достаточно исключить одно из условий, упомянутых выше. Но, как показывает практика, отделение гидратообразующее вещество от общей смеси невозможно. В случае природного газа гидратообразующие вещества являются полезным продуктом. Поэтому для борьбы с образованием гидратов потребуются только два других фактора.

Ускоренное гидратообразование способствуют следующие явления:

1. Турбулентность. Образующиеся гидраты перемещаются в области с высоким расходом среды, что, в свою очередь, дроссель становится более

чувствительным к регулированию потока. Во-первых, температура природного газа при движении через дроссель значительно снижается, благодаря эффекту Джоуля-Томсона. Во-вторых, при небольшом поперечном сечении выпускного клапана расход увеличивается. Когда газ смешивается в трубопроводах, резервуарах, теплообменниках и т.д., интенсивность также увеличивается;

Образование гидратов наблюдается в стволе скважин, и это характерно при разработке скважин, также при остановках по техническим причинам в период пуска работы скважины. Также гидраты образуются на штуцерах за счёт эффекта Джоуля – Томсона (рисунок 3), то есть на обвязке труб до сепаратора за счёт перепада температур потока газа, на линейных запорно-регулирующих арматурах за счёт перепадов давления происходит выдавливание смазки на пробках байпасов и штурвала.

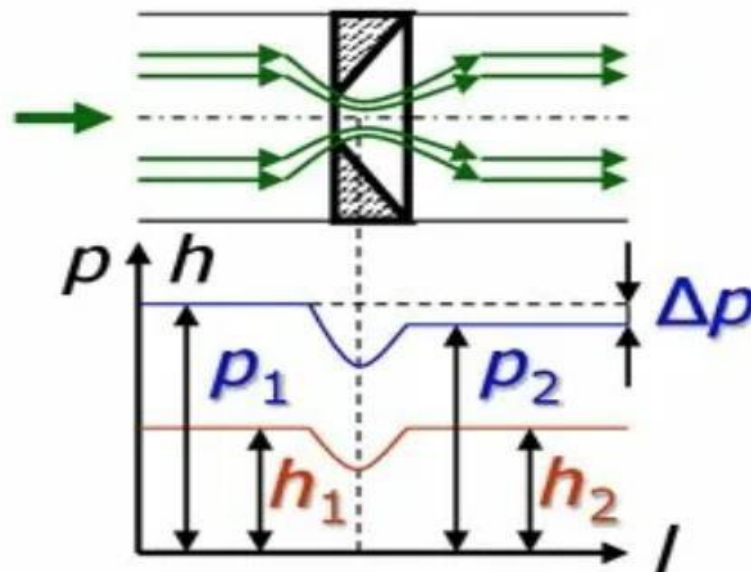


Рисунок 3 – Эффект Джоуля - Томсона (дросселирование)

$$\frac{dT}{dP} = \frac{T \left(\frac{dV}{dT} \right) V}{C_p} \quad (1)$$

где T – температура, °С; P – давление, Па; V – объём, м³.

2. Центр кристаллизации представляет собой точку, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения, в таком случае происходит переход из жидкой фазы в твёрдую (рисунок 4). Дефекты промышленных трубопроводов, сварные швы, фитинги и арматура также могут рассматриваться как центры кристаллизации для образования гидратов, а также проявления отложений, накипи, грязи и песка могут быть центрами кристаллизации;

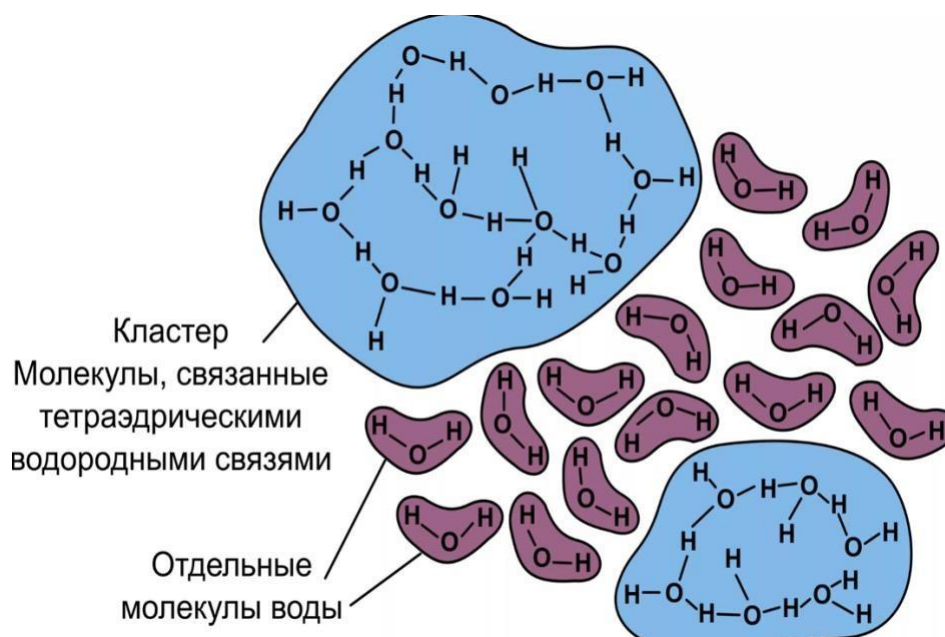


Рисунок 4 – Схема кристаллизации водородных связей

3. Вода. Наличие свободной воды является одним из главных условий образования газового гидрата.

Перечисленные выше условия, способствующие ускоренному гидратообразованию, не являются обязательными условиями [11].

Гидраты классифицируются по типу в зависимости от расположения молекул воды в кристаллической решетке и, соответственно, структуры решетки. Два названия гидратов I широко используются в нефтегазовой промышленности. Их называют гидрат типа I и II, а иногда и структуры I, и есть также третья, называемая типом H (структура H), но она встречается гораздо реже [11].

Краткие сравнительные характеристики гидратов типов I и II приведены в таблице 1. Эти типы гидратов будут рассмотрены более подробно позже. Типы многогранных ячеек, образующих структуру решетки в гидратах типов I и II, показаны на рисунке 5.

Гидраты I типа

Гидраты типа I имеют простейшую решетчатую структуру. Он образован ячейками с полостями двух типов:

- 1) в форме додекаэдра, т.е. додекаэдр, каждая грань которого имеет форму правильного пятиугольника
- 2) в форме тетракайдекаэдра, то есть четырнадцатигранного, имеющего 12 пятиугольных и две шестиугольные грани.

Додекаэдрические полости меньше по размеру, чем тетракайдекаэдрические, поэтому первые часто называют малыми полостями, а вторые - большими полостями.

Таблица 1 – Сравнительные характеристики гидратов

	Тип I	Тип II
Количество молекул воды в одной ячейке решётке	46	136
Количество полостей в одной ячейке решётки		
малых	2	16
больших	6	8
Теоретическая формула ячейки		
при заполнении всех полостей	$X \times 5^{3/4}H_2O$	$X \times 5^{2/3}H_2O$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,015
при заполнении больших полостей	$X \times 7^{2/3}H_2O$	$X \times 17 H_2O$
молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556
Диаметр полости, А		
малой	7,9	7,8
большой	8,6	9,5
Объём одной ячейки каркаса, м ³	$1,728 \times 10^{27}$	$5,178 \times 10^{27}$
Примеры гидратообразующих веществ	CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ S, CO ₂	C ₃ H ₈ , i-C ₄ H ₁₀ , N ₂

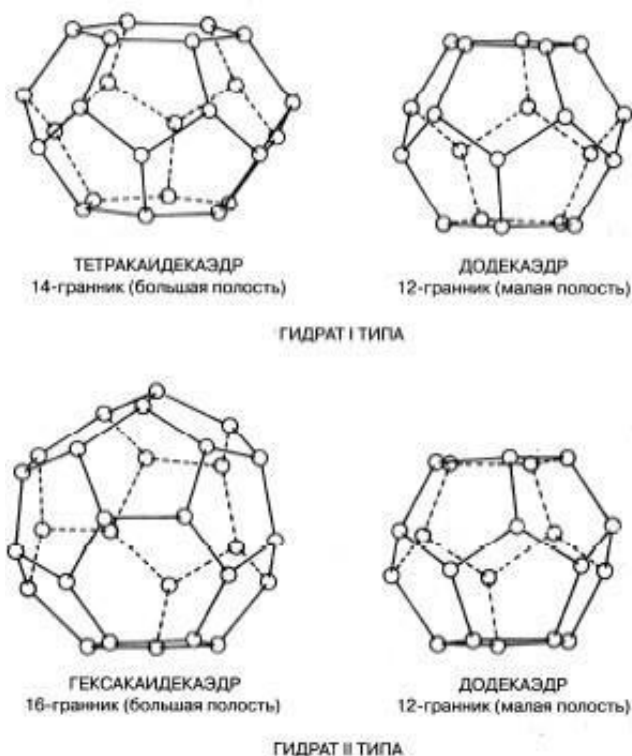


Рисунок 5 – Полиэдрические ячейки решетки гидратов I и II типов

Плотность гидратов рассчитывается по формуле:

$$p_I = 0,8 + 0,007 \cdot M \quad (2)$$

$$p_{II} = 0,8 + 0,0023 \cdot M \quad (3)$$

где M – молекулярная масса газа-гидратообразователя

Общее уравнение для расчёта плотности гидрата в зависимости от относительной плотности газа-гидратообразователя:

$$p_{\text{гидр}} = 0,873 + 0,063 \cdot p_{\text{г.отн}} \quad (4)$$

В гидратах I типа каждая ячейка решётки состоит из 46 молекул.

Одна из причин того, что длительное время не удавалось установить кристаллическую структуру гидратов состоит в их множественном взаимодействии большого количества химических элементов (нестехеометричности). Не является необходимостью заполнения всех полостей решётки гидратообразователями для образования стабильного гидрата. Степень заполнения полостей влияет на температуру и давление.

Такие вещества как метан, этан, двуокись углерода и сероводород являются одним из самых распространённых образателей гидратов I типа. Гидраты CH_4 , CO_2 и H_2S имеют в своём составе гидратообразователи и в малых, и в больших полостях, Отличительной особенностью молекул этана заключается в том, что они занимают исключительно большие полости.

Гидраты II типа

Гидраты II типа отличаются более сложной структурой, чем гидраты I типа. Их решётка состоит из двух видов ячеек. Структурные ячейки в гидратах II типа имеют форму:

1. Додекаэдра – 12 гранника, в котором каждая грань имеет форму равностороннего пятиугольника;
2. Гексакайдекаэдра – 16 гранника, имеющего 12 пентагональных граней и четыре гексагональные грани.

Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакайдекаэдрических. Одна ячейка решётки гидрата II типа образуются из 136 молекул воды. Самыми распространёнными веществами, которые образуют гидраты II типа, в природном газе является азот, пропан и изобутан. Стоит отметить, что молекулы азота в гидратах II типа могут занимать как большие, так и малые полости. Молекулы же пропана и изобутана, напротив, занимают только большие полости.

Гидраты типа H встречаются гораздо реже, чем гидраты типов I и II. Для образования гидратов такого типа требуются малые молекулы, такие как молекулы метана, и гидроформированные H-типа. В структуре гидратов H - типа существует три типа полостей: 1) додекаэдрическая - 12-гранная, в которой каждая из граней имеет форму правильного пятиугольника; 2) неправильная додекаэдрическая форма - с тремя квадратными гранями, шестью пятиугольными гранями и тремя шестиугольными гранями; 3) неправильная икосаэдрическая форма - 20-гранная с 12 пятиугольными гранями и восемью шестиугольными гранями. Каждая структурная ячейка решетки состоит из трех додекаэдрические полости (маленькие), две неправильные додекаэдрические

полости (средние) и одна икосаэдрическая полость (большая). Элементарная ячейка включает 34 молекулы воды. Поскольку для образования гидрата Н-типанеобходимы два гидратообразующих вещества, довольно сложно составить его теоретическую формулу. Но если предположить, что маленькие молекулы X заполнят только две полости меньшего размера, а большие молекулы Y, как известно, занимают только большие полости, теоретическая формула ячейки будет иметь вид $Y \cdot 5X \cdot 34 H_2O$. Гидраты типа Н: 2-метилбутан, 2,2- диметилбутан, 2,3-диметилбутан, 2,2,3-триметилбутан, 2,2-диметилпентан, 3,3- диметилпентан, метилциклопентан, этилциклопентан, метилциклогексан, циклогептан и циклооктан. В составе природного газа эти компоненты встречаются редко. На самом деле эти вещества обычно не принимаются во внимание при анализе химического состава газа.

Наглядное представление о условиях образования газовых гидратов даёт зависимость равновесных параметров гидратообразования природного газа от относительной плотности.

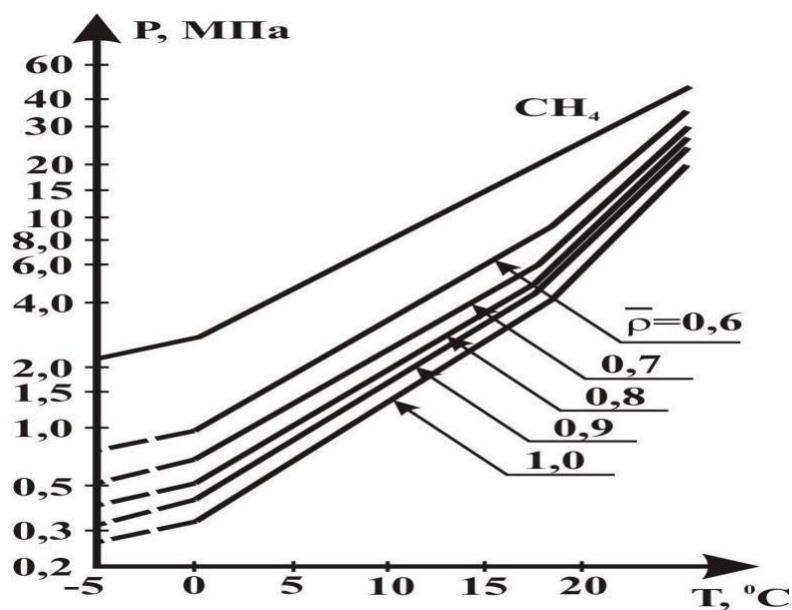


Рисунок 6 – Условия гидратообразования природного газа в зависимости от его относительной плотности (по воздуху)

Эта зависимость полностью достоверна для газов определённого состава (плотности). Состав эталонного газа приведён в таблице 2.

Таблица 2 – Состав эталонного газа для номограмм

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

Для данной номограммы (рисунок б) имеется аналитическая аппроксимация этой зависимости, которая вычисляется по формуле:

$$\lg P = \beta + 0.00497(t + kt^2) \quad (5)$$

где P – давление, бар; t – температура, °С; k и β – параметры, приведённые в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры k и β

ρ	k	β
0.60	0.0050	1.00
0.65	0.0060	0.90
0.70	0.0075	0.82
0.75	0.0087	0.76
0.80	0.0100	0.70
0.85	0.0114	0.66
0.90	0.0128	0.61
0.95	0.0144	0.57
1.00	0.0160	0.54

Влажность газа является одним из значимых факторов в образовании гидратов, то существует номограмма, по которой можно определить максимальное содержание влаги в газе при определённых значениях температуры и давления, а также определить при данных параметрах будет ли осуществляться гидратный режим. Номограмма содержания водяных паров представлена на рисунке 7.

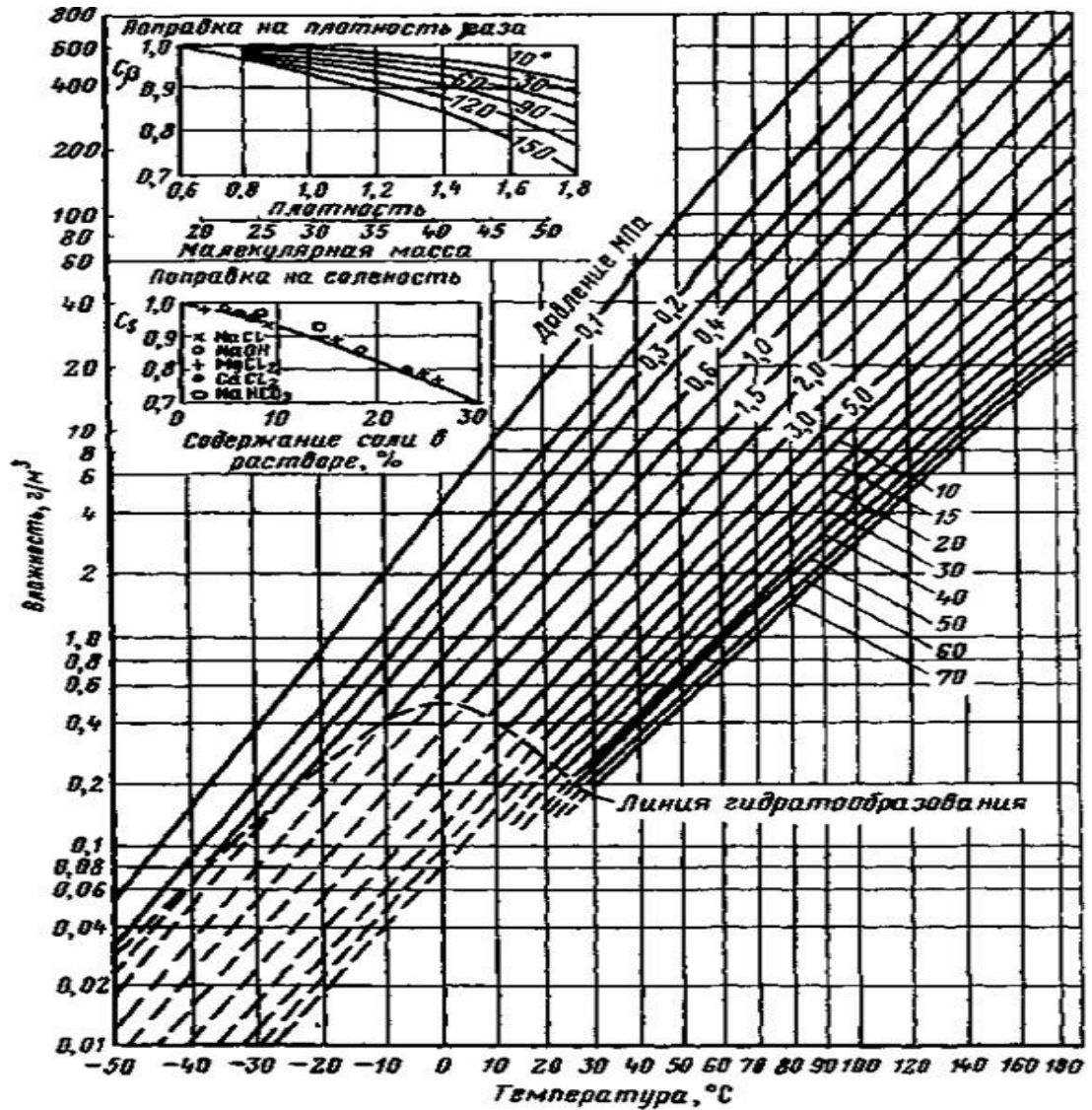


Рисунок 7 – Максимальное содержание водяных паров в природном газе в зависимости от давления и температуры

1.3 Пропускные характеристики линейных сооружений нефтегазовых систем

С необходимостью увеличения пропускной способности линейных сооружений нефтегазовых систем приходится сталкиваться как в процессе добычи, так и при их эксплуатации. Нарращивание пропускной способности обуславливается стадийностью ввода в эксплуатацию объектов. Большую роль оказывают изменения, происходящие в направлении мощности потоков газа из-за открытий новых нефтегазоконденсатных месторождений.

Под пропускной способностью понимается максимальное количество газа, которое может быть передано по линейным сооружениям за сутки при максимальном использовании принятых расчётных параметров и установившемся режиме работы промышленного оборудования.

От пропускной способности на прямую зависят расход (дебит) и скорость течения перемещения продукции по линейным сооружениям. Но сама пропускная способность линейного сооружения зависит от степени сжатия газа на компрессорных станциях, и, следовательно, от давления в промышленных оборудованных. С повышением вышеперечисленных параметров пропускная способность в линейных сооружениях нефтегазовых систем увеличивается от протяжённости участка промысла, коэффициента гидравлического сопротивления, производительности оборудования и температуры газа, а также от его относительной плотности и среднего коэффициента сжимаемости.

Зависимость от площади установленных оборудований по кустовым площадкам подразумевает расстояние между добывающими скважинами, в которых протяжённость может быть уменьшена, а пропускная способность линейных сооружений повышена за счёт числа компрессорных станций.

Влияние имеет также уровень гидравлического сопротивления, который зависит от коэффициента сопротивления трения или местных сопротивлений, которые создаются за счёт углов поворота или отводов, где происходит большее скопление налипания частиц на стенках внутри промышленного оборудования.

Для расчёта коэффициента гидравлического сопротивления по отраслевым нормам проектирования рекомендуется зависимость:

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{\text{тр}}}{E^2} = \frac{0,070}{E^2 Re} \cdot \left(\frac{158}{E} + \frac{2K_3}{D} \right)^{0,2} \quad (6)$$

где: Re – число Рейнольдса;

K_3 – относительная шероховатость; E – коэффициент эксплуатационной эффективности линейного сооружения;

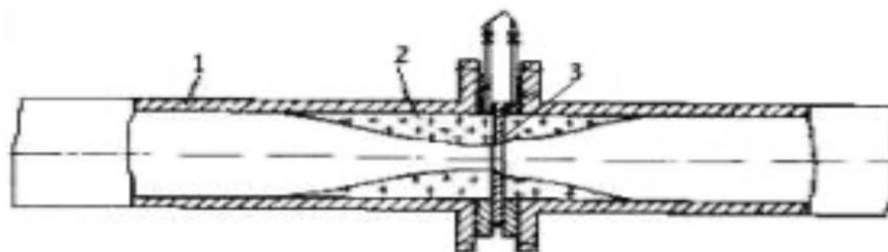
D – диаметр проходного сечения линейного сооружения;

$\lambda_{\text{тр}}$ – гидравлические потери на трение [23].

При дефиците добываемой продукции, то есть газа, пропускная способность в сооружениях нефтегазовых систем может оставаться на уровне номинальной, но режим работы будет далек от оптимального, даже если задавать расход близко к максимально возможному рабочему режиму, то всё равно показатели будут отличаться от эксплуатационных параметров.

Для учёта наращивания пропускной способности необходимо учесть наиболее возможные места формирования гидратов:

- Сепаратор;
- Стенки обратных клапанов и задвижек;
- Штуцеры (эффект Джоуля-Томсона);
- Газосборные коллекторы (запорная арматура и места врезки газопроводов скважин в коллектор);
- Диафрагменный элемент измерительной установки (рисунок 8).



1 - газопровод; 2 - гидраты; 3 - диафрагма

Рисунок 8 – Накопление гидратов в измерительной диафрагме

Расчёт пропускной способности осуществляется через скорость потока газа и площадь сечения трубы.

$$Q = V \cdot S \quad (7)$$

где, Q – пропускная способность; V – скорость потока;

S – площадь сечения трубы.

Стоит обратить внимание на то, что режим движения газа определяется числом Рейнольдса. При выполнении расчёта создаваемого движения газа необходимо принимать для него скорости: не более 7 м/с для низкого давления при перемещении, 15 м/с для среднего давления, 25 м/с для высокого давления.

Для решения проблемы с увеличением пропускной способности линейных сооружений возможно применение следующих мер:

- Врезка в трубопровод участка увеличенного диаметра;
- Увеличение количества насосных станций;
- Увеличение производительности насосных станций;
- Дросселирование потока за счёт изменения проходного сечения.

Специалисты отмечают, что увеличение мощности насосных станций не является решением проблемы, так как это приведёт к росту давления в системе. Это, в свою очередь, может стать причиной аварии, приводящей к деформации газопровода.

В случае врезки в газопровод секций большего диаметра, для увеличения пропускной способности, но для подобной переделки требуется полная остановка и очистка линии газопровода.

Так же для увеличения пропускной способности значительное влияние оказывает штуцер (дроссель), так его функция заключается в изменении и регулировании потока добываемой продукции за счёт изменений проходного сечения линейного сооружения и изменение температуры проходимой продукции за счёт эффекта Джоуля-Томсона. Штуцер (дроссель) представлен на рисунке 9.

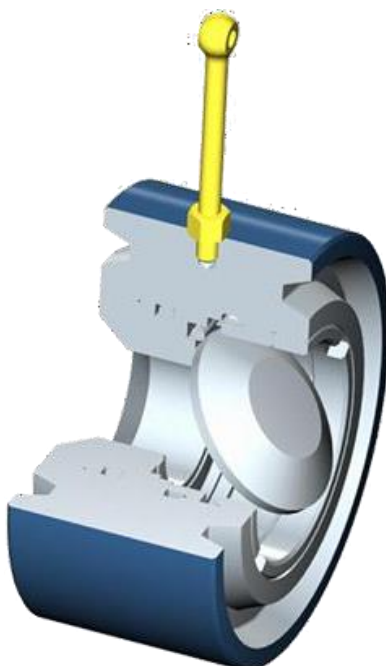


Рисунок 9 – Штуцер (дроссель)

В любом случае, выбор наиболее эффективного способа повышения пропускной способности линейного сооружения зависит от состояния конструкции, условий эксплуатации, возраста и конструктивных особенностей.

Поэтому большинство предприятий прибегают к химическим методам для увеличения пропускных способностей линейных сооружений, так как это не потребует реконструкции линейных сооружений промышленных систем.

Необходимо отметить, что для увеличения пропускной способности при гидратообразовании используют ввод метанола, но метанол тоже бессилён, когда отсутствует полный проход по линейным сооружениям, но на практике метанол будет слишком эффективен при наличии минимального прохода. Поэтому изменение диаметра штуцера или обратного клапана значительно влияет на пропускную способность, и везде, где происходит изоэнтальпийный процесс.

1.4 Метанол и метанольное хозяйство

Метанол используется в качестве профилактического средства для предотвращения образования гидратов. Этот метод получил наибольшее распространение на нефтегазоконденсатных месторождениях. В газовый поток вводят метанол, т.е. метиловый спирт (CH_3OH), который является агентом, снижающим температуру точки замерзания.

Метанол вместе с водяным паром, насыщающим газ, образует спиртовые растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Поскольку количество водяного пара, содержащегося в газе, одновременно уменьшается, точка росы уменьшается и, следовательно, риск выпадения гидратов становится значительно меньше. Однако следует иметь в виду, что метанол растворим в воде. Если в шлейфах есть вода, метанол полностью растворяется в ней и становится менее эффективным. Структура метанола представлена на рисунке 10.

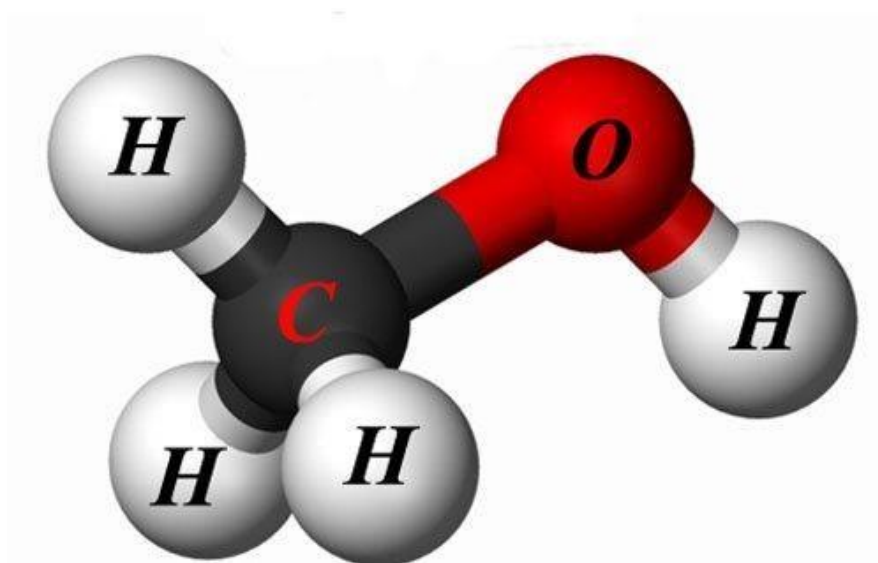


Рисунок 10 – Структура метанола

Определяющими критериями при выборе того или иного ингибитора гидратообразования в условиях газодобычи на нефтегазоконденсатных месторождениях являются: способность снижать равновесную температуру гидратообразования, стоимость, растворимость в воде и температура замерзания

водных растворов, вязкость и поверхностное натяжение, летучесть паров, взаимная растворимость с газом и конденсатом, а также возможность регенерации ингибиторов в полевых условиях с низкими потерями, особенно при высокой стоимости ингибиторов.

Одним из критериев выбора ингибитора является величина понижения равновесной температуры. Для метанола или гликолей величину температуры определяют по уравнению Гаммершмидта:

$$\Delta t = 0,556 - \frac{K}{M} \cdot \frac{\omega}{100 - \omega} \quad (8)$$

где, ω – массовая доля ингибитора, %; M –

молекулярная масса ингибитора;

$K = 2335$ для метанола ($K=4000$ для гликоля)

Недостатки метанола как ингибитора гидратообразования: он имеет высокое давление насыщенных паров (большие потери), его трудно регенерировать, поэтому его используют в скважинах, шлейфах, газопроводах.

Повсеместное использование метанола в качестве ингибитора против образования газовых гидратов на газодобывающих предприятиях России обусловлено следующими причинами:

- Относительно низкой стоимостью;
- Высокой технологичностью процесса ввода и распределение метанола в требуемые участки технологической цепи;
- Самая высокая антигидратная активность, которая сохраняется при низких температурах;
- Очень низкая температура замерзания концентрированных растворов метанола и исключительно малая вязкость при температурах ниже - 50 °С;
- Малая растворимость метанола в нестабильном конденсате, особенно при взаимодействии газового конденсата с водным раствором метанола (ВРМ);

- Не подвергает материалы конструкций и линейных сооружений к коррозии;
- Малая вероятность солеотложений;
- Смешиваемость со слабоминерализованной водой без образования осадка;
- Наличие технологических схем регенерации
- Высокая эффективность реагента не только по предупреждению, но и при ликвидации возникающих нарушений технологического режима не сплошных гидратных пробок в промысловых коммуникациях.

В соответствии с вышеизложенным, имеется и несколько серьёзных недостатков при использовании метанола, а именно:

- Очень высокая токсичность, как при действии паров, так и при попадании на кожные покровы и внутрь организма человека, но и при этом имеет высокую степень пожароопасности;
- При использовании данного ингибитора есть большая вероятность выпадения солей при смешивании с сильно минерализованной пластовой водой, что в результате образуются солеотложения в промысловых коммуникациях;
- Ускоренный эффект роста кристаллогидратов при наличии разбавленных ВРМ, так как это предоставляет недостаточную концентрацию для предупреждения гидратообразования.

При всех перечисленных достоинствах и недостатках, возникают трудности в организационно-технических мероприятиях, например, сложности при его доставке, так как это многочисленные операции по сливу и заполнению, при которых требуется соблюдение особых требований безопасности. Также и при утилизации водометанольного раствора (ВМР) низких концентраций, с учётом возрастающих экологических требований по охране окружающей среды.

Метанольное хозяйство (рисунок 11) представляет собой комплекс оборудования, которые предназначены для:

- Приёма, хранения товарного метанола от передвижных средств;

- Учёта и выдачи метанола в авто- и ж/д цистерны;
- Подачи метанола на кусты скважин, модуль входных шлейфов, промышленные газопроводы и на УПГ в качестве ингибитора гидратообразования;
- Сбора выделившегося вода-метанольного раствора из сепараторов блока подготовки газа;
- Слив метанола в аварийных ситуациях в дренажную емкость.

В систему метанольного хозяйства входит комплектация, которая определяется, в соответствии с нормами требования технологического процесса на объекте из следующих блоков:

- Блок дозирования метанола с герметичными дозировочными насосами;
- Блок перекачки метанола с герметичными центробежными самовсасывающими насосами;
- Блок распределения метанола;
- Стояк слива/налива метанола с герметичными наконечниками;
- Емкость товарного метанола для приёма, выдачи и хранения метанола под азотной «подушкой»;
- Емкость дренажная;
- Блок операторный с размещением шкафа ЛСУ с программируемым логическим контроллером и панелью управления.

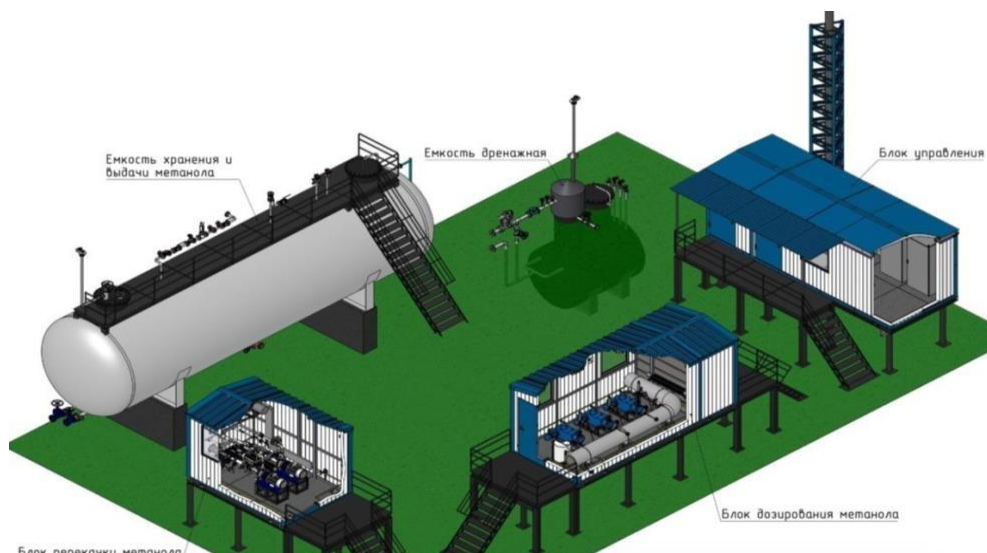


Рисунок 11 – Метанольное хозяйство (склад метанола)

Метанол подаётся непосредственно от блока дозирования метанола через распределяющие вентили в линейные сооружения промысла системы добычи природного газа (Приложение И).

Более 90% метанола, потребляемого в газовой промышленности, приходится на ингибирование систем добычи газа.

В системе добычи газа метанола расходуется для ингибирования скважинного фонда, шлейфов и комплексных установок подготовки газа (УКПГ).

Особенностью использования метанола является необходимость регулировки его расхода, если этот реагент уже содержится во входящем газовом потоке. Это обстоятельство возникает на УКПГ и обусловлено высокой летучестью паров метанола, в результате раннего введённого метанола в газ (например, в скважину или шлейф) [17].

Расход метанола при добыче по предприятиям нефтегазовой отрасли определяется как сумма «средневзвешенных» по объёмам добываемого газа расходных показателей для входящих в него объектов.

Расчёт производится по формуле:

$$G = \Sigma G_i \cdot Q_i, \quad (9)$$

где G_i – расход метанола по предприятию в целом, тыс.т/год;

Q_i – удельный расход метанола на ингибирование i -го объекта УКПГ

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ В УСЛОВИЯХ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

Технологическое решение по увеличению пропускной способности в условиях гидратообразования подразумевает ряд процедур, которые будут направлены на предупреждение или ликвидацию образования гидратов в линейных промышленных сооружениях нефтегазоконденсатных месторождений.

Чтобы понять на сколько продуктивны и рациональны перечисляемые методы по устранению гидратообразования, необходимо рассмотреть места большего скопления или часто подвергающихся образованию гидратов при добыче газа.

Изменение температуры в работающей скважине рекомендуется определять с помощью глубинных приборов. Если такое не предоставляется возможным, применяют формулы:

$$t = t_{гр} - \Delta t_i e^{-n(H-1)} + \{ (1 - e^{-a(H-1)}) (\Gamma - D_i(p_c - p_y) / H - A/c_p) / a \} \quad (10) \text{ где } t, t_{гр} -$$

температура потока и грунта на глубине 1;

$$t_{гр} = t_{пл} - \Gamma(H-1) \quad (11)$$

где $t_{пл}$ – температура пласта на глубине H ; Γ – среднее значение геотермического градиента на участке $H - 1$; D_i – изменение температуры в призабойной зоне за счёт эффекта Джоуля-Томсона, °С;

$$t_i = D_i (p_{пл} - p_c) \{ \lg (1 + (G c_p \tau / \pi h c_n r_c^2)) \} / \lg (r_k / r_c) \approx D_i (p_{пл} - p_c) \quad (12)$$

где r_k – радиус контура питания скважины, м; r_c – радиус скважины, м; D_i

– дифференциальный коэффициент Джоуля – Томсона, °С/МПа; $p_{пл}$ – давление в пласте, МПа; p_c – давление на забое скважины, МПа; G – массовый расход газа, кг/с; C_p – теплоемкость газа при постоянном давлении; τ – продолжительность

работы скважины, c ; h - вскрытая мощность пласта (интервал перфорации), м; $c_{\text{п}}$ – теплоемкость породы, Дж/м³.

$$a = (2\pi\lambda_{\text{п}})/(Qc_{\text{п}}f(\tau)) \quad (13)$$

где $\lambda_{\text{п}}$ – теплопроводность горных пород, Дж/м с градус; $f(\tau)$ – безразмерная функция.

$$f(\tau) = \ln(1 + (\pi\lambda_{\text{п}}\tau/c_{\text{п}}r_c^2)^{0.5}) \quad (14)$$

Величина геотермического градиента зависит от многих переменных; его нужно рассчитывать исходя из показателей изменений температуры в скважинах, простаивающих довольно продолжительное время. В случае снижения температуры газа при движении его по стволу скважины, в потоке всегда содержится сконденсированная вода. Поэтому образование газовых гидратов обусловлено только отношением давления и температуры.

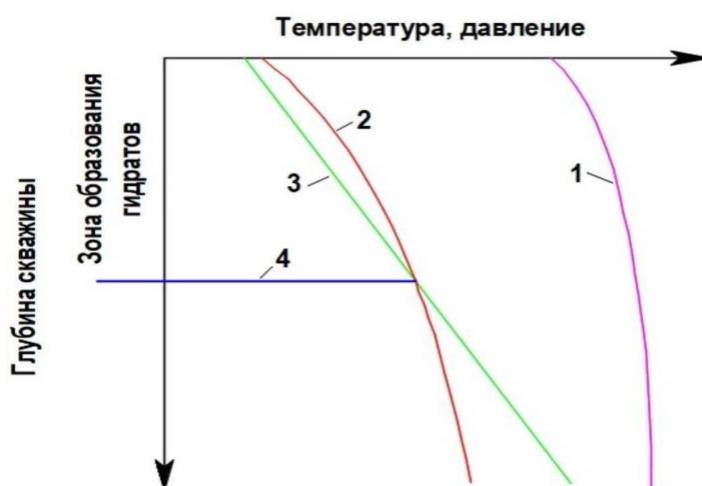


Рисунок 12 – Определение зоны возможного образования гидратов
 1 – давление в скважине; 2 – равновесная температура гидратообразования; 3 – температура в скважине; 4 – глубина залегания нейтрального слоя

По графику, изображённому на рисунке 12 можно определить место образования гидратов в скважинах.

Образование гидратов в стволе можно предупредить теплоизоляцией фонтанных арматур (ФА) или обсадных колонн, повышением температуры газа в стволе с помощью нагревателей.

Наиболее интенсивно гидраты образуются при освоении скважин после бурения и ремонта, так как призабойная зона насыщена водой, отфильтровавшейся из бурового раствора. При освоении она выносится пластовой жидкостью в скважину и, взаимодействуя с газом, переходит в гидратную фазу.

Дополнительным фактором, вызывающим снижение температуры потока, является дросселирование газа через неплотности в резьбовых соединениях лифтовых труб (рисунок 8). При перепаде давлений в затрубном пространстве и внутренней полости НКТ в зоне возможного гидратообразования, может произойти разгерметизация и это также приведёт к охлаждению газожидкостного потока и ускорению образования газовых гидратов.

Также фактор, вызывающий разгерметизацию колонны, например скребкование. Так как скребкование подразумевает механическое удаление различных отложений, а по причине кривизны ствола внутренние поверхности труб испытывают различные нагрузки от скребка, и от таких нагрузок снимается защитная плёнка, образующаяся в процессе эксплуатации. При совпадении с муфтовой зоной из-за ликвидации защитной плёнки усиливается процесс разгерметизации резьбовых соединений [9]. Для снижения такого влияния данного фактора, прибегают к периодическим промывкам растворителями в целях восстановления защитных плёнок.

Таким образом, образованию газовых гидратов при добыче газа способствуют низкая пластовая температура, наличие в разрезе зон с пониженной температурой или зон вечномерзлых пород, высокий газовый фактор, остановка работы скважины, негерметичность колонны НКТ.

Это всё что касается промышленного оборудования непосредственно на кустовых площадках при добыче газа на нефтегазоконденсатных месторождениях. Сталкиваясь с такими осложнениями, гидраты непосредственно влияют на пропускную способность в отрицательном ключе.



Рисунок 13 – Гидратная пробка на фонтанной арматуре

2.1 Общая информация о методах предупреждения и борьбы с гидратообразованием

Известно, что полярные растворители, такие как спирт и гликоль, а также ионные соли, могут предупреждать образование газовых гидратов. Важно отметить, что эти вещества не препятствуют гидратообразованию, а только ингибируют этот процесс. То есть они способствуют уменьшению температуры или увеличению давления, при которых происходит образование гидрата [11].

Для того чтобы предотвратить образование гидратов в газовом потоке, необходимо устранить по крайней мере одно из основных условий существования гидратов: высокое давление, низкую температуру или свободную влагу. Процедуры по предупреждению гидратообразования производятся с постоянной подачей ингибитора (метанола) с определённым требуемым

объёмом, также производится контроль давления, температуры, количество воды в газе – способ безгидратного режима.

Для предупреждения гидратообразования предусмотрена подача метанола в затрубное пространство и в выкидные линии (манифольды) скважин. Метанол подается из зданий переключающей арматуры (ЗПА) через блок фильтров и блоки распределения метанола (БРМ) по метанолопроводам $\varnothing 32 \times 3$ и далее по метанолопроводу $\varnothing 57 \times 4$ на кусты газовых скважин.

На кусту газовых скважин (КГС) регулирование количества метанола, подаваемого в затрубное пространство скважины и в манифольд, осуществляется через БРМ в ЗПА. БРМ в ЗПА позволяет осуществлять регулирование подачи метанола как в автоматическом, так и в ручном режиме по заданию оператора с пульта управления УКПГ. Распределение метанола по скважинам производится путём ручного открытия запорной арматуры в местах подключения метанолопровода к затрубному пространству скважины и к манифольду непосредственно на площадке КГС.

На КГС подача метанола в затрубное пространство скважины и в манифольд осуществляется через систему подачи ингибитора (СПИ), (рисунок 14). СПИ позволяет осуществлять регулирование подачи метанола как в автоматическом, так и в ручном режиме по заданию оператора с пульта управления автоматической СУ ТП УКПГ посредством телемеханики [33].

Вышеуказанное описание подачи метанола через регулирующие системы расхода активно применяются на месторождениях крайнего Севера такие как: Ямбургское, Заполярное, Уренгойское месторождение. Данную систему подачи ингибитора по предупреждению гидратообразования применяют на газовых промыслах ГП-1В Ямбургского месторождения и ГП-3С Заполярного месторождения.



Рисунок 14 – Система подачи ингибитора

Система подачи ингибитора СПИ установленная на КГС состоит из:

- устройство измерения расхода ингибитора гидратообразования;
- основные и байпасный отключающие краны для подключения (отключения) подачи метанола;
- основной клапан, регулируемый электроприводной, осуществляющий автоматическую подачу необходимого количества метанола по сигналу расходомерного устройства;
- обратный клапан для предотвращения перетока жидкости в обратном направлении.

Количество подачи метанола зависит прежде всего от повышения давления и температуры гидратообразования, следовательно, чем выше данные параметры, тем больше потребуется подачи метанол. На расход метанола, также влияет состав газа, то есть с увеличением доли тяжёлых углеводородов в газе потребление метанола возрастает. На подачу метанола прежде всего влияет сам промысел, так как промысел отличителен от всех регламентов по определённым объёмам, следовательно, нет никаких конкретных объёмов подачи данного ингибитора, но согласно промысловым нормативам на 1000 м^3 газа вводят $0,54 \text{ кг/м}^3$ метанола в УКПГ, а на фонде скважин

расход метанола составляет 0,58 кг/м³ в целях предупреждения гидратообразования, а в целях борьбы расход метанола не нормируется.

Борьба с гидратами, как и с любыми осложнениями, ведется в направлениях их предупреждения и ликвидации. Всегда следует отдавать предпочтение методам предотвращения гидратообразования, так как в противном случае игнорирование методов приведет к нарушению нормальной работы газопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды. Борьба с гидратами ведется в двух направлениях: предотвращение образования гидратов и устранение образовавшихся гидратов. Для предотвращения образования гидратов в скважинах применяют следующие методы:

- устанавливают соответствующий технологический режим эксплуатации скважины;
- ингибиторы гидратообразования непрерывно или периодически подают на забой скважины;
- используются насосно-компрессорные (подъемные) трубы;
- систематически удаляют скопившуюся жидкость с забоя;
- устраняют причины, вызывающие пульсацию газа в скважине.

Стволы скважин очищают от гидратных отложений:

- продувкой в атмосферу с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов под воздействием тепла окружающих пород;
- путем закачки большого объема антигидратного ингибитора непосредственно на гидратную пробку с выдержкой для разложения гидратной пробки и последующей продувки в атмосферу.

Предотвращают образование гидратов в фонтанной арматуре и в обвязке скважин, а также на различных участках, в узлах и звеньях системы сбора и подготовки газа (в зависимости от конкретных условий) следующими способами, используемыми как самостоятельно, так и комплексно:

- воздействием нагрева на отдельные узлы или участки линейных

сооружений;

- путем ввода ингибиторов (метанола, раствора хлорида кальция, диэтиленгликоля и т.д.) в газовый поток;
- устранение резких перепадов давления, которые вызывают изменение температуры газа, приводящее к конденсации парообразной влаги и образованию гидрата; именно стравливание на амбар и стравливание на ЗПА, при устранении таких перепадов гидраты саморазрушаются через некоторое время;
- систематическое удаление жидкости, скапливающейся в низких местах системы сбора и транспортировки газа в полевых условиях, с использованием коллекторов конденсата или дренажных емкостей и труб;
- регулярной продувкой и отработкой скважин.

Ввод метанола в газовый поток при условии невозможности обеспечить безгидратный режим, особенно когда сетка скважин расположена в зоне вечной мерзлоты, образование гидратов может быть устранено или предотвращено с помощью ингибитора. Ингибитор гидратообразования снижает температуру гидратообразования. Основные ингибиторы, применяемые в газовой промышленности, - метиловый спирт CH_3OH (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль). Ингибитор метанол является жидкостью и опасным токсичным ядом, которая не имеет цвета и относится к классу одноатомных спиртов.

Потребное количество нелетучего ингибитора гидратообразования и летучего (испаряющегося) ингибитора, например метанола

$$q_{\text{н(л)}} = \frac{G_2 \cdot (W_1 - W_2)}{G_1 - G_2} \quad (15)$$

И летучего (испаряющегося) ингибитора метанола

$$q_{\text{н(л)}} = \frac{G_2 \cdot (W_1 - W_2)}{G_1 - G_2} + 0,001 \cdot G \cdot a \quad (16)$$

где $q_{н(л)}$ - расход нелетучего (летучего) ингибитора, кг/1000 м³ газа; W_1, W_2 - влагосодержание газа до и после ввода ингибитора (в пласте и на устье); G_1, G_2 - массовые концентрации свежего и отработанного (регенерированного) ингибитора; a_m - отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости (определяется графически в зависимости от давления и температуры) [17].

Влагосодержание зависит от состава газа, давления и температуры и физико-химических свойств конденсированной воды, с которой газ находится в термодинамическом равновесии. Наличие углекислого газа и сероводородов в газе увеличивает влагосодержание. Наличие азота в газе приводит к уменьшению влагосодержания, так как он способствует уменьшению отклонения газовой смеси от идеального газа и менее растворим в воде (рисунок 7). С увеличением плотности за счёт повышения количества тяжёлых углеводородов, влажность газа уменьшится по причине взаимодействия молекул тяжёлых углеводородов с молекулами воды.

Массовые концентрации ингибитора обеспечивают необходимое снижение температуры гидратообразования и определяются по графической зависимости, изображённой на рисунке 15.

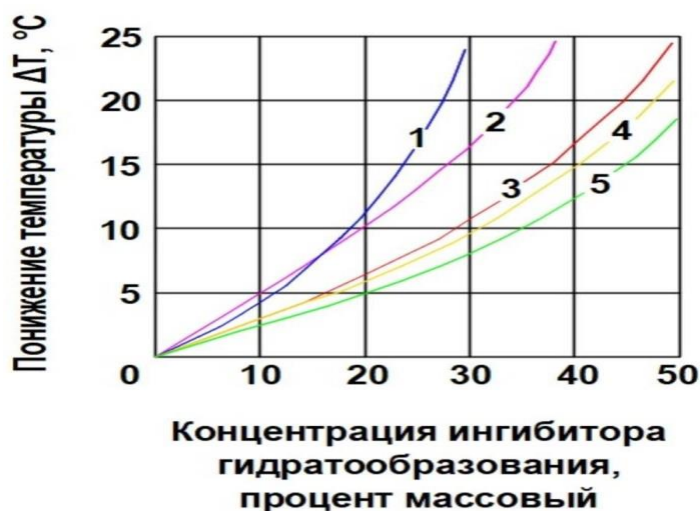


Рисунок 15 – Зависимость снижения температуры гидратообразования от концентрации ингибитора
 1 - хлористый кальций; 2-метанол; 3-ТЭГ; 4-ДЭГ; 5 - ЭГ

Помимо химического воздействия ввода ингибитора против

гидратообразования, существует метод теплового воздействия от передвижной парообразующей установки. Данное устройство используют непосредственно наустье скважин образование горячего пара под высоким давлением по поверхности линейных промышленных сооружений. Паровая передвижная установка продемонстрирована на рисунке 16.

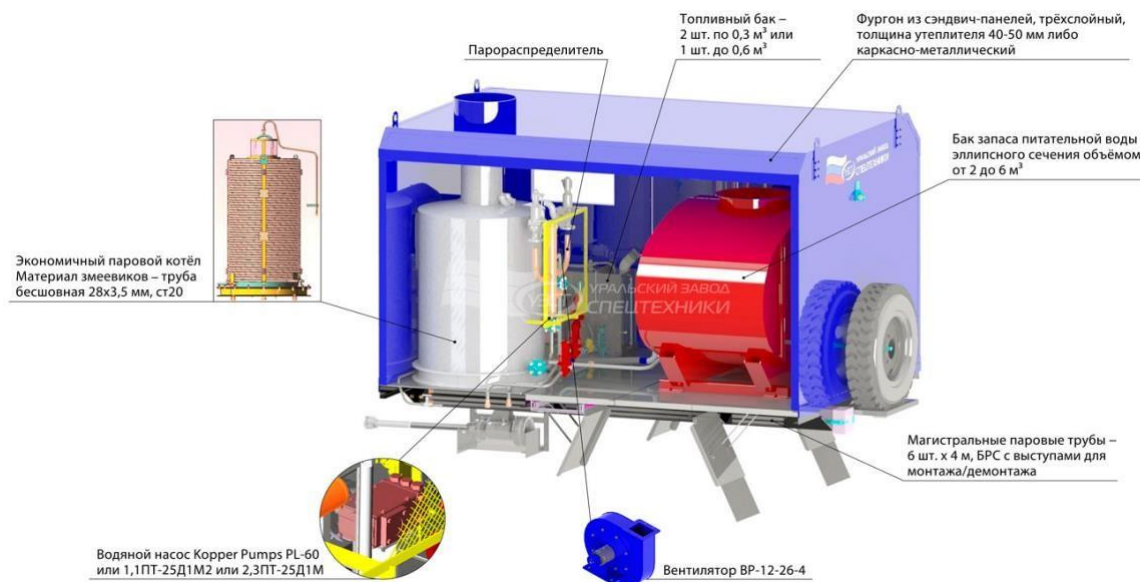


Рисунок 16 - Конструкция парообразующей установки

Для разрушения образовавшихся гидратов используется метод снижения давления на участках линейного сооружения до давления, близкого к атмосферному. Гидратная пробка разрушается от 20 минут и до нескольких часов в зависимости от характера и размера самой закупоренной пробки гидратов и непосредственно температура пласта. На участке с отрицательной температурой внешне воздействующие на атмосферу, образующиеся гидраты в таких условиях могут замёрзнуть до образования ледяной пробки, ликвидировать которую будет гораздо сложнее, чем избавиться от гидратной пробки. Для разрушения такой пробки вышеперечисленные способы применяются попутно с разовой заливкой большого и высококонцентрированного количества метанола [8].

2.2 Продувка скважин на горизонтальную факельную установку для удаления газовых гидратов и жидкости с забоя

Учитывая все трудности и проблемы при добыче газа и газового конденсата, а

именно образований гидрата, сложность в освоении скважин после капитального ремонта, стабильная эксплуатация фонда скважин при постоянном снижении пластового давления и самозадавливания скважин в связи со скапливающейся жидкости в виде пластовой воды и газового конденсата, были проанализированы оптимальные методы стабилизации работы фонда добывающих скважин для нефтегазоконденсатных месторождений [12].

Основным методом удаления жидкости или газовых гидратов на нефтегазоконденсатных месторождениях является, продувка скважин на горизонтальную факельную установку. Данный метод ликвидации жидкости и газовых гидратов из скважины очень прост, но и такому методу свойственны некоторые недостатки в виде:

- Не полного удаления жидкости с забоя;
- Периодически возрастающей разницы пластового и забойного давления на пласт, которая приводит к разрушению ПЗП;
- Загрязнение окружающей среды;
- Вынужденные потери газа и конденсата при сжигании.

При контроле за параметрами фонда добывающих скважин выявляют по скважинам, в которые начали отклоняться от нормального режима работы. То есть в таких скважинах, а именно в колонне НКТ и на забое скапливается жидкость или образуется гидратная пробка. Данный процесс отклонения от нормального режима заметен по рабочим параметрам скважин, а именно по давлению в затрубном пространстве и температуре. Давление в затрубном пространстве растёт, температура на устье падает, давление в трубном пространстве не изменяется (рисунок 17).

Для скважин, которые редко отклоняются от нормального режима работы, операция по очистке, продувке, прогреву согласовывается с геологической службой и диспетчером ЦПДС. Для периодически обрабатываемых скважин производится операция по удалению и ликвидации жидкости и гидратных пробок на горизонтальную факельную установку (ГФУ)

- «очистка, продувка, прогрев» в соответствии с временным регламентом, составленной службой геологов, в которых указывается [4]:

- Скважина;
- Длительность операции «очистки, продувки, прогрева»;
- Периодичность;
- Диаметр шайбы (диафрагмы) на диафрагменном измерителе критических течений или регулирующего устройства;
- Критические параметры на устье.

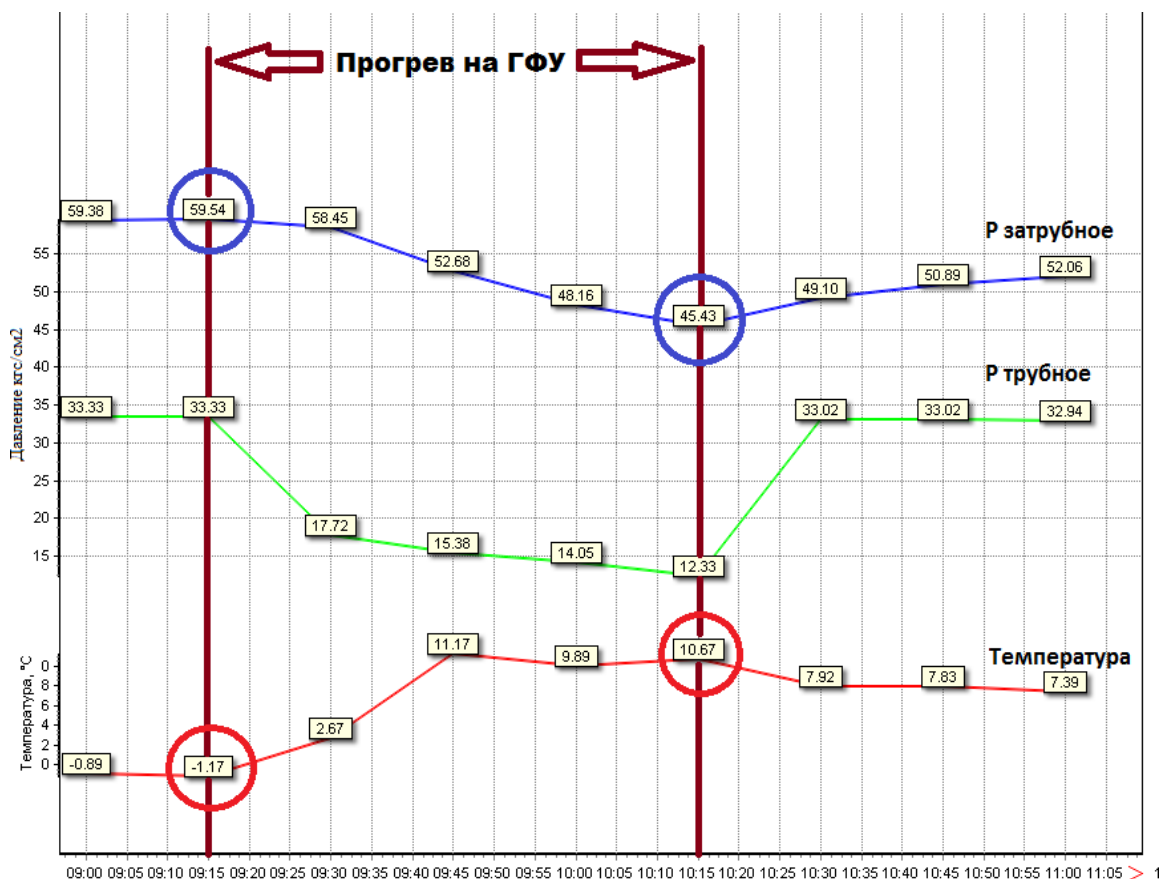


Рисунок 17 - Продувка скважины на горизонтальную факельную установку

Операция по «очистке, продувке, прогреву» осуществляют следующим методом:

Скважину отсекают от общего шлейфа и переводят через факельную линию на ГФУ (рисунок 18) путём открытия технологической запорной арматуры. Далее производят розжиг газовой смеси на факельном амбаре. Во время горения факела осуществляется контроль за параметрами на устье скважины, и непосредственно за процессом горения факела. По горению факела можно визуально определить

выносимую продукцию, то есть при выносе воды, факел бледно-жёлтый, практически прозрачный, так же при выносе воды слышны характерные хлопки и гудение пламени. Газовый конденсат, как правило, выносится пачками, при которых значительно увеличивается размер пламени и цвет, он варьируется от оранжевого до тёмно-оранжевого. При выходе газа, пламя варьирует жёлтым цветом.



Рисунок 18 – Горизонтальная факельная установка

Проанализировав показатели и геологические расчёты по вынужденным потерям газа и конденсата при сжигании, можно сделать следующий вывод о том, что за проведение данной операции теряется в примерно 52 тыс. м³ газа сепарации и 2 тонны газового конденсата. При учёте, что это потери только для одной скважины.

В результате, применение данного метода по стабилизации работы скважины путём удаления жидкости и гидрата на ГФУ имеет положительный эффект, но недостатков при таком методе достаточное количество, но стоит и задуматься о применении других методов удаления гидратных пробок или жидкости с забоя добывающего фонда скважин.

Вышеуказанный метод по борьбе с гидратообразованием через продувку на ГФУ применяется у большинства нефтегазоконденсатных месторождениях

крайнего Севера и Западной и Восточной Сибири, например, Ямбургское, Заполярное, Уренгойское, Медвежье, Казанское, Мыльджинское, Останинское, месторождениях.

2.3 Предотвращение гидратообразования камерой ступенчатого дискретного регулируемого

В условиях эксплуатации скважин с высокой продуктивностью, существуют риски прорыва газа из газовой шапки, при превышении незначительных депрессии, из-за чего растёт газовый фактор (ГФ). В следствии высокого содержания попутного газа в скважинной продукции, возникает ряд проблем, одна из которых обильное гидратообразование выкидных линий из-за изменения физических свойств газа после резкого перепада давления, сопровождающийся сверхвысокими скоростями гидратообразования.

Перемерзанию часто поддаются штуцера (рисунок 20) в следствии большого перепада буферного и линейного давления. При резком перепаде давления в следствии адиабатического дросселирования (эффект Джоуля- Томсона) создаются условия начала точки обильного гидратообразования и сверхпадения температуры скважинной продукции. Перепад давлений базового метода представлена на рисунке 19.



Рисунок 19 – График зависимости перепада давления базового метода

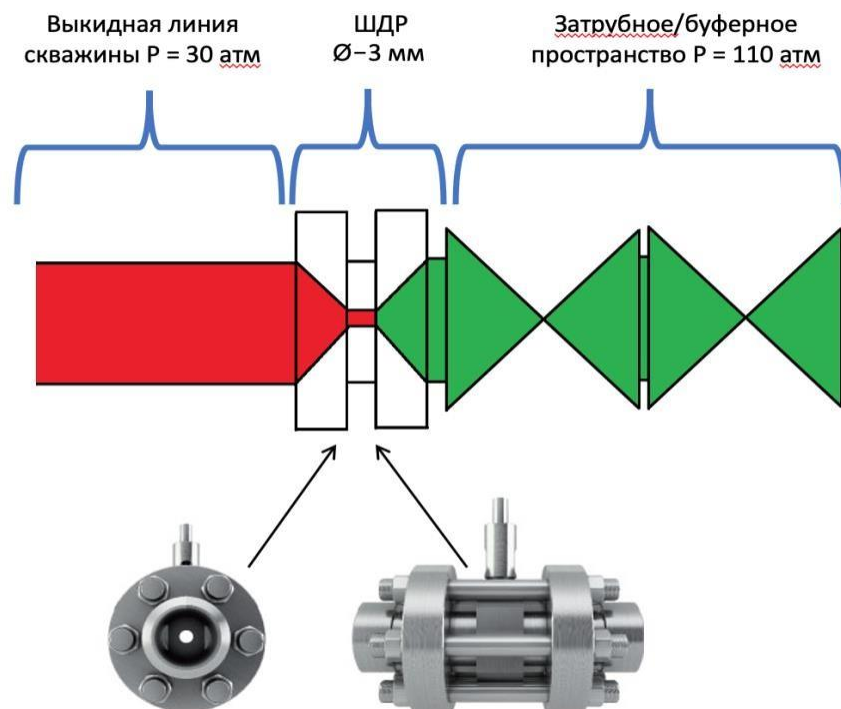


Рисунок 20 – Условная схема базового одноступенчатого штуцера

Так как технологии постоянного дозирования CaCl_2 показали свою неэффективность в связи с очень высокой скоростью гидратообразования на выкидных линиях, поэтому для решения проблемы изобрели многоступенчатый ШДР, который способствует ступенчатому снижению давления, тем самым предотвратит агрессивное расширение газа и снижение температуры при адиабатическом дросселировании. График зависимости перепада давления путём решения через ШДР показано на рисунке 21.



Рисунок 21 – График зависимости перепада давления предложенного метода

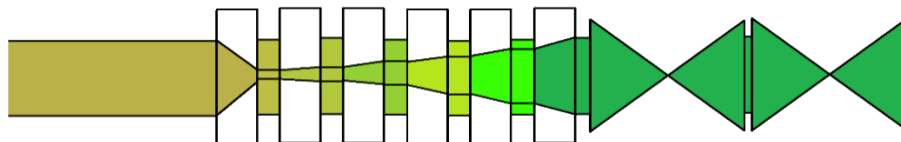


Рисунок 22 – Условная схема многоступенчатого штуцера дискретно регулируемый (ШДР)

На Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении проводились испытания при применении «Камеры ступенчатого ШДР» (рисунок 23). В первом этапе испытаний был достигнут эффект ступенчатого снижения давления $P_{буф}$ 118 -109-107-105-102- $P_{лин}$ -32 атм. Перепад по прежнему большой, но всё равно сократился на 16 атм, с 86 до 70 атм. На втором этапе уменьшили диаметры проходного сечения штуцеров, и так же был достигнут эффект ступенчатого снижения давления, и перепад давления на выкидной линии сократился на 57 атм, с 86 до 30 атм.

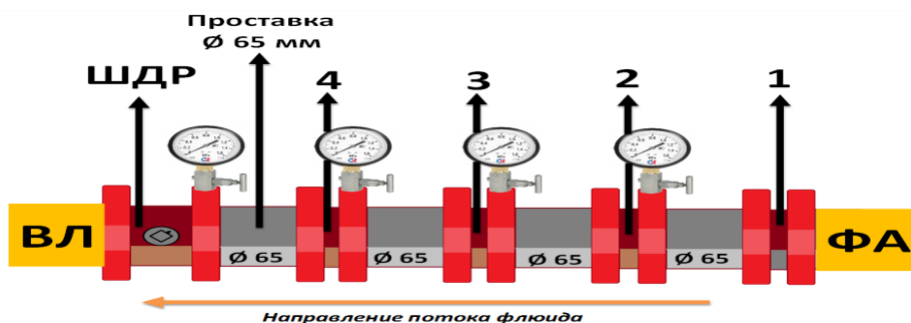


Рисунок 23 – Камеры ступенчатого ШДР

При испытаниях применения камеры ШДР изменился не только параметр давления, но и параметр температуры, представленная на рисунке 24.

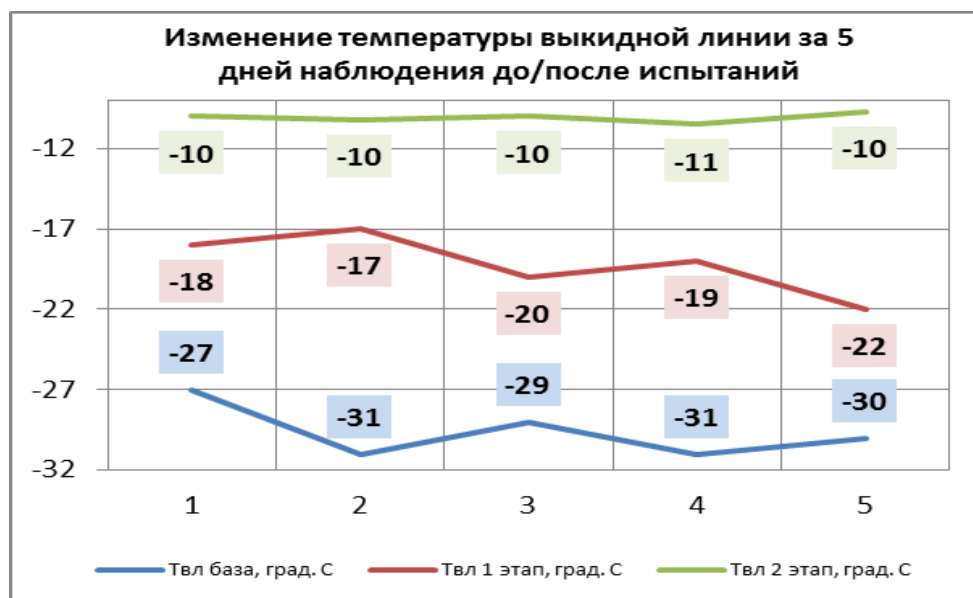


Рисунок 24 – График изменения температуры до и после испытаний

Результат проведения испытаний показал следующие достоинства:

- Отсутствие гидратообразования на долгий период;
- Отсутствие роста давления на выкидной линии;
- Отсутствует необходимость прибегать к базовым методам технологических обработок;
- Рост температуры продукции увеличился на 20 °С
- Достигнута технологическая и экономическая эффективность, с минимальными затратами.

2.4 Анализ применяемых кинетических ингибиторов при гидратообразовании

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

- Сокращение эксплуатационных затрат;
- Высокий уровень экологичности;
- Отсутствие необходимости регенерации отработанных растворов;

– Возможность переоборудования существующих систем ввода метанола;

– Сокращение затрат на транспорт и хранение ингибиторов.

Применение кинетических ингибиторов в России ограничено следующими требованиями:

– Ограничения на вязкость раствора, концентрация не должна превышать 2%;

– Температура замерзания раствора близка к 0°C, что ограничивает применение в условиях крайнего севера;

– Совместимость с пластовой минерализованной водой и нестабильным конденсатом;

– Недостаточная надёжность подхода ингибирования.

Сравнение эффективности ингибиторов гидратообразования кинетического типа «СОНГИД-1801А» применялись в лабораториях компании ПАО «Ориенбургнефть». Были выделены 2 основных механизма ингибирования:

1) Боковые группы полимера-ингибитора адсорбируются на поверхности кристалла гидрата посредством водородных связей;

2) Ингибиторы блокируют вход и заполнения полости гидрата неполярными растворёнными веществами, таким как метан.

В качестве модельного гидратообразования была выбрана газовая смесь, состоящая из метана и пропана в соотношении 90/10 с чистотой компонентов 99,98 %.

Тестирование эффективности кинетического ингибитора гидратообразования показал следующие результаты, которые представлены на рисунке 25 и 26.

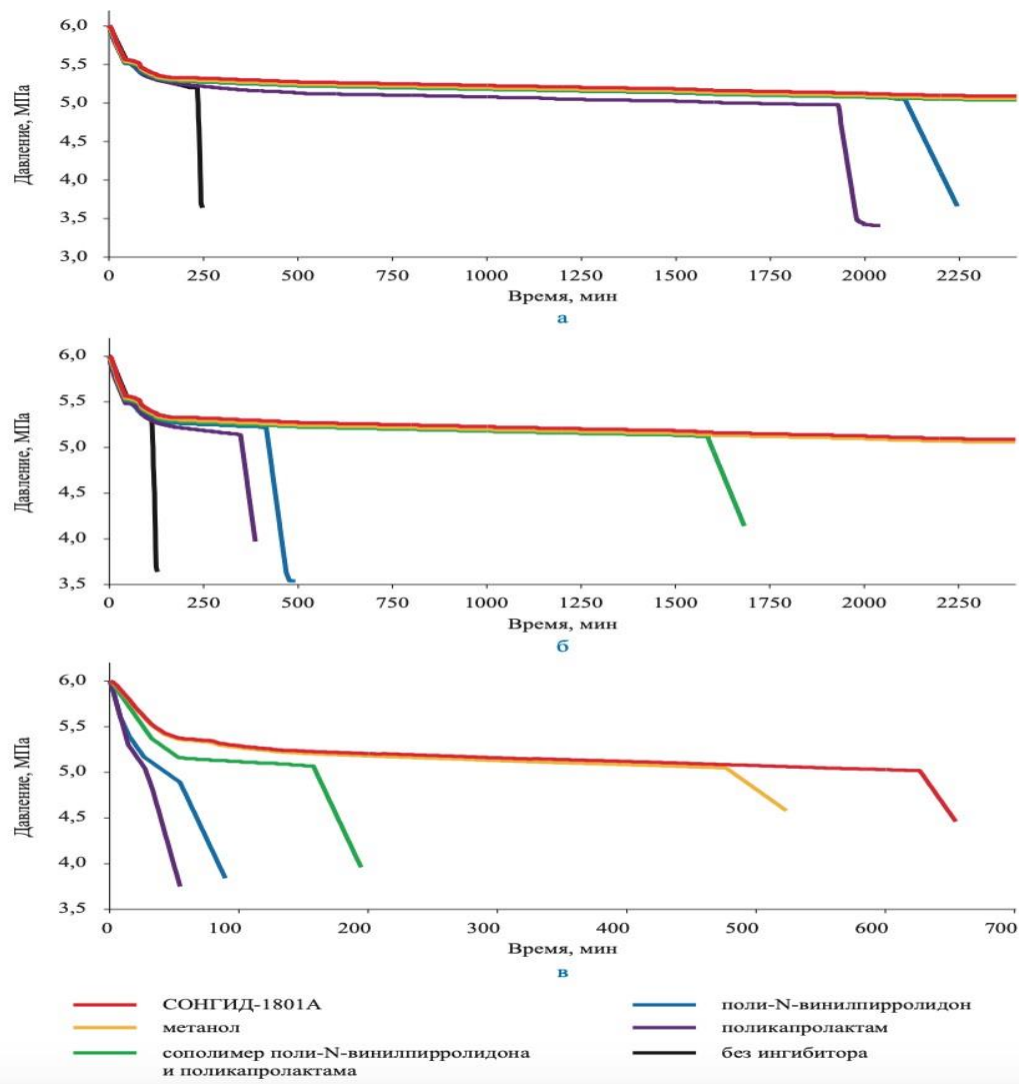


Рисунок 25 – Оценка эффективности ингибиторов по времени задержки начала гидратообразования при температурах а – 10 °С, б – 3 °С, в – (-4) °С

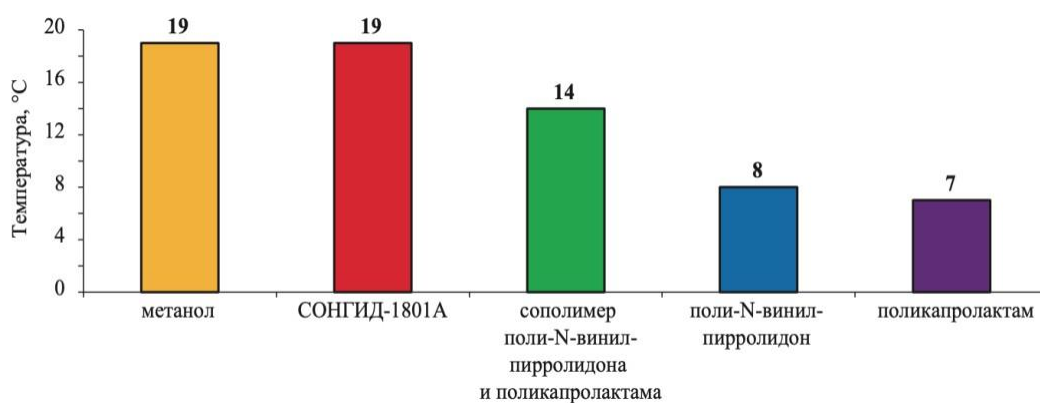


Рисунок 26 – Равновесная температура гидратообразования в водонасыщенной метан-пропановой смеси при давлении 5,5 МПа в присутствии ингибиторов

Согласно акту «По результатам опытно-промысловых испытаний ингибитора

гидратообразования «УноКем 50001 марка А» испытания проводились по существующей технологии без изменения параметров добычи нефти.

Цель данного испытания заключалась в оценке эффективной применимости ингибитора гидратообразования «УноКем» в промысловых условиях на скважинах №213 (КП 29) и №138 (КП 17) Юрубчено – Тохомского месторождения АО «Востсибнефтегаз». Установление оптимальных удельных норм расхода испытуемого химического реагента и оптимальных технологических режимов, обеспечивающих необходимый технологический эффект ингибирования гидратообразования. Соответственно предотвращение образования гидратов в насосно-компрессорных трубах и фонтанной арматуре добывающих скважин в случае, когда базовые методы не позволяют обеспечить режимные параметры добывающих скважин в течение продолжительного периода.

Закачка ингибитора гидратообразования в ходе ОПИ производилась по технологии периодического дозирования в товарной форме путём закачки реагента в затрубное пространство скважины с продавкой реагента товарной нефтью. Закачку осуществляли при помощи цементировочного агрегата ЦА-320. Проведение первой обработки скважины в режиме «ударной дозировки» $2,4 \text{ г/м}^3$ в скважине № 213. Далее осуществлялось ступенчатое снижение дозировки с шагом в $0,1 \text{ г/м}^3$ раз в 2 суток с $0,8 \text{ г/м}^3$ до $0,2 \text{ г/м}^3$ при этом параметры работы скважин в пределах регламентированных значений. Около месяца производились пониженные дозировки, и самая минимальная дозировка достигла $0,15 \text{ г/м}^3$ так как при $0,1 \text{ г/м}^3$ фиксируется непроходимость и проводятся тепловые обработки против гидратов и возврат на предыдущую дозировку. ОПИ завершились с минимальной эффективной дозировкой $0,15 \text{ г/м}^3$. При данной минимальной дозировки не возникает необходимости в дополнительных мероприятиях по очистке лифта НКТ от гидратов (Приложение А,Б,В,Г).

Проведение первой обработки скважины в режиме «ударной дозировки» $2,4 \text{ г/м}^3$ в скважине № 138. Далее осуществлялось ступенчатое снижение дозировки с шагом в $0,1 \text{ г/м}^3$ раз в 2 суток с $1,2 \text{ г/м}^3$ до $0,2 \text{ г/м}^3$ при этом параметры работы скважин в пределах регламентированных значений. Около месяца производились

пониженные дозировки, и самая минимальная дозировка достигла 0,2 г/м³, так как при 0.15 г/м³ фиксируется непроходимость и проводятся тепловые обработки против гидратов и возврат на предыдущую дозировку. ОПИ завершились с минимальной эффективной дозировкой 0,2 г/м³. При данной минимальной дозировки не возникает необходимости в дополнительных мероприятиях по очистке лифта НКТ от гидратов (Приложение Д, Е, Ж, З) [32].

После проведённых испытаний была рассчитана средняя дозировка ингибитора гидратообразования на основании удельных дозровок скважин № 213 и 138:

$$МЭД_{ср} = \frac{МЭД_{213скв} - МЭД_{138скв}}{2}, \text{ г/м}^3 \text{ газа} \quad (17)$$

где: МЭД_{213скв} – минимальная эффективная дозировка на скважине №213;

МЭД_{138скв} – минимальная эффективная дозировка на скважине №138

$$МЭД_{ср} = \frac{0,15+0,2}{2} = 0,18, \text{ г/м}^3 \text{ газа}$$

Результат ОПИ показал, что данный ингибитор гидратообразования «УноКем 50001 марка А» совместим с жидкостью в интервале эффективных дозировок. В ходе ОПИ установлена минимально-эффективная удельная дозировка, обеспечивающая отсутствие гидратообразования на добывающих скважинах. Данный реагент включили «УноКем 50001 марка А» по ТУ 20.59.59-020-40671402-2014 в таблицу альтернативности химических реагентов. Кинетические ингибиторы гидратообразования являются эффективным реагентом, способный предотвращать гидратообразование в течение нескольких дней и снижать температуру образования гидратов до 19 °С и это подтверждает ряд лабораторных исследований. Установлено, что необходимая дозировка кинетического ингибитора гидратообразования в десятки раз ниже соответствующей дозировки классического термодинамического ингибитора метанола [32].

2.5 Оборудование для подачи метанола на забой газовых скважин

Так как скопление гидратов образовывается во многих линейных сооружениях НГКМ, так же необходимо рассмотреть применение оборудования подачи химического реагента (ОПР), которое предназначено для регулирования подачи ингибитора метанола в зону перфорации или затрубное пространство газовых и газоконденсатных скважин, в трубопровод промысловых систем. Такое оборудование позволяет снизить расход метанола до 6,5 тысяч литров в год [10].

Оборудование подачи реагента (рисунок 27) может эксплуатироваться при температуре до – 60 °С до + 40 °С. ОПР с блоком подачи метанола (БПМ) включает в себя наземное и скважинное оборудование.

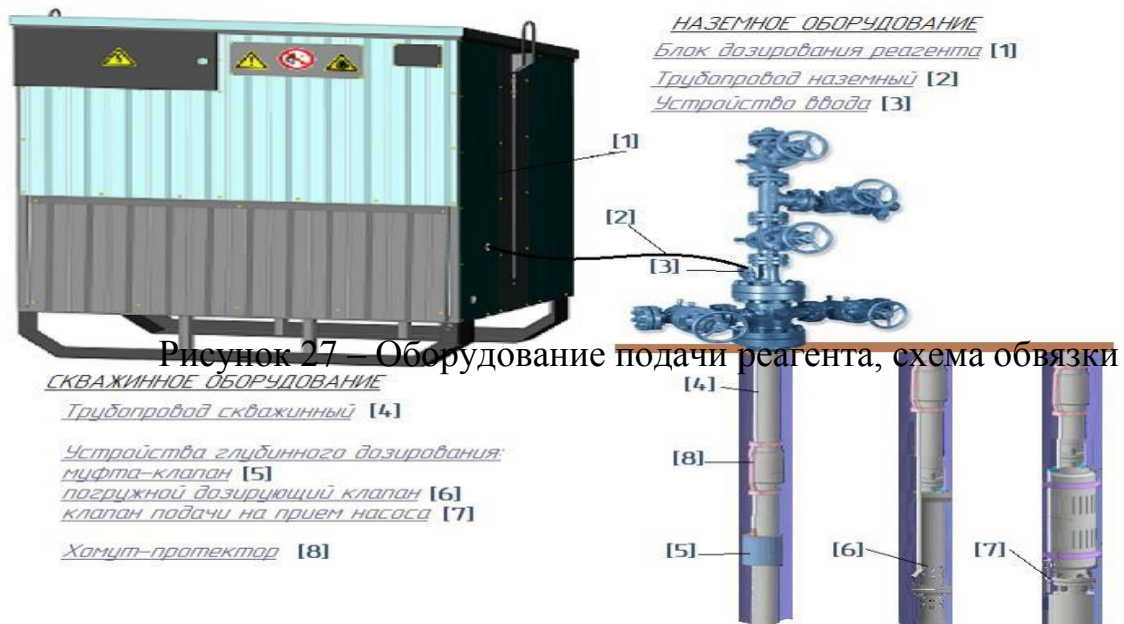


Рисунок 27 – Оборудование подачи реагента, схема обвязки

Блочное оборудование предназначено для регулирования подачи метанола с целью предотвращения гидратных пробок и отложений. В районах крайнего севера, где преобладают низкие климатические условия окружающе

среды, для предотвращения замерзаний рабочих зон диафрагмы газовых скважин. Кроме того, он используется для подачи поверхностно-активных веществ (ПАВ) на забой скважины для удаления жидкости с забоя для стабильной работы скважины.

Оборудование обеспечивает хранение метанола под азотной подушкой с содержанием воды не более 0,02%. Конструкция для размещения управляющей аппаратуры предусматривает три варианта:

- 1) Встроенный аппаратный отсек герметично отделен от технологической секции;
- 2) Аппаратный отсек имеет отдельный вход и герметично отделен от технологического отсека на одной раме;
- 3) Шкаф дистанционного управления расположен в отдельном закрытом помещении на территории объекта.

В данной установке со съемной крышей размещены: емкость для хранения метанола под азотной подушкой с давлением 1,5–2,0 кПа, насосы дозирования и вспомогательное оборудование. Пульт оператора вынесен из блока в отдельный герметичный аппаратный отсек. В этом отсеке расположен шкаф контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА), баллоны для хранения азота и редуктор для понижения высокого давления системы «азотного дыхания». В блоке дополнительно установлен регулятор давления газа для урегулирования давления до рабочего значения.

Достоинства заключаются в автоматических устройствах оповещения, то есть вспомогательное оборудование состоит из аварийной вентиляции, срабатывающей при повышении концентрации паров метанола выше ПДК, системы автоматического контроля паров метанола, системы отключения аварийной вентиляции и всего электрооборудования в случае пожара, системы звукового и светового оповещения.

Емкость блока оборудована линией деаэрации с дыхательным клапаном. Заполнение ёмкости может производиться от метанолопровода, расположенного на месторождении линейных сооружений промысла. Сигнал о наполнении ёмкости поступает от сигнализатора уровня. Уровнемер служит непосредственно для определения точного расхода метанола через насосы-дозаторы.

Манометры могут быть расположены как в насосном отсеке, так и на пульте оператора.

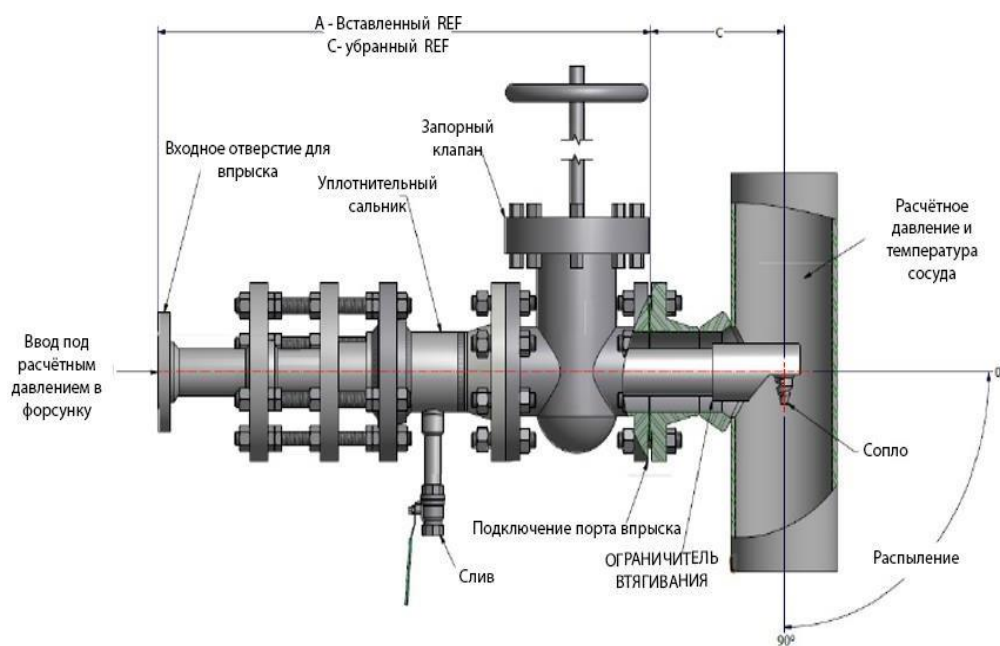


Рисунок 28 – Схема впрыскивания метанола

Устройство ввода с условным проходом монтируется на устьевую арматуру и выполняет функцию подачи метанола в затрубное пространство или в линейные сооружения промысла, обеспечивая проход линии подачи ингибитора через устьевую арматуру.

Скважинный трубопровод (рисунок 29) предназначен для подачи метанола в скважину в колонну насосно-компрессорных труб НКТ. Трубопровод крепится к колонне НКТ аналогично силовому кабелю УЭЦН. Представляет собой тонкостенную нержавеющую трубку, защищённую от механических повреждений двумя слоями оплётки из стальной проволоки. Крепление скважинного трубопровода производится на муфтовых соединениях колонны НКТ при помощи хомута-протектора, который также обеспечивает его защиту от механических повреждений при спускоподъёмных операциях, что исключает

сдавливание трубопровода скважинного, контакт со стенками и стыками колонны, тем самым предотвращая износ брони трубопровода и защищая его от ударных нагрузок.



Рисунок 29 – Трубопровод скважинный [14]

Достоинства данного трубопровода заключается в верхней заделке, которая устанавливается в верхней части трубопровода после его спуска в скважину, предназначен для соединения устройства ввода с трубопроводом скважинным. В случае разрыва брони и капиллярной трубки скважинного трубопровода, производится механическое наращивание при помощи ремонтного комплекта или производится пайка в заводских условиях.

Максимальная пропускная способность трубопровода ограничена и определяется физическими свойствами жидкости или газа, длиной трубопровода, внутренним диаметром, давлением в системе.

Устройство дозирования с комплектом грузов (рисунок 30) предназначен для подачи метанола внутрь эксплуатационной колонны, в состав устройства входит:

- Муфта-клапан, имеющий настраиваемый порог срабатывания;
- Карабин, состоящий из двух частей, свободно вращающихся относительно друг друга;
- Комплект грузов, который увеличивает вес, что в свою очередь упрощает спуск устройства и исключает перегиб скважинного трубопровода.

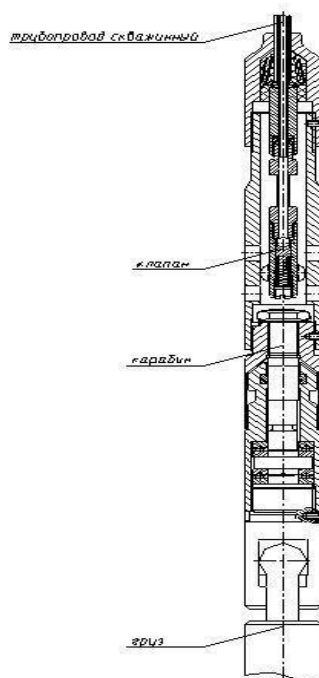


Рисунок 30 – Устройство дозирования с комплектом грузов [18]



Рисунок 31 – Муфта-клапан [18]

Муфта-клапан (рисунок 31) предназначен для подачи метанола во внутрь НКТ. Устанавливается на любой уровень скважины, между двух труб НКТ. Состоит из эксцентричной муфты и встроенного обратного клапана с настраиваемым порогом срабатывания. Порог настраивается пружиной клапана. При превышении давления на входе сверх установленного клапана открывается.

3. ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНЫХ СООРУЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ

С учётом всех трудностей и проблем при добыче природного газа и газового конденсата, а именно образований гидрата, стабильность эксплуатации фонда скважин при постоянном снижении пластового давления, были проанализированы технологические решения по увеличению пропускной способности, а также мероприятия для эффективной эксплуатации линейных сооружений в условиях гидратообразования на нефтегазоконденсатных месторождениях.

Применение комплекса мероприятия по вводу ингибитора направлено на профилактику и борьбу с гидратообразованием, тем самым, повышая пропускную способность и эффективность эксплуатации линейного сооружения на промысле.

Наиболее эффективной и удобной является технологическая схема систем подачи ингибитора гидратообразования к скважинам, но недостатком применяемой схемы является отсутствие регулятора ввода ингибитора, которое влечёт за собой увеличение его расхода. В этих целях эффективно будет использовать технологическую схему с регуляторами расхода в совокупности с измерительными преобразователями давления и температуры в линейных сооружениях промысла, за счёт которых будет регулироваться расход ввода ингибитора и поддерживаться пропускная способность линейных сооружений промысла. В таком случае, к каждой скважине с индивидуальными линиями подачи метанола подаётся определённое количество ингибитора гидратообразования, что в свою очередь исключит перерасход вводимого ингибитора, и как результат, обеспечит рациональное использование метанола.

Рекомендуемая интенсивность расхода метанола при предупреждении образования газовых гидратов на каждом нефтегазоконденсатном промысле строго индивидуальное, но исходя из нормирования пользования метанола, при профилактике расход составляет около $0,58 \text{ кг/м}^3$ на 1000 м^3 газа в летний и зимний период, то есть на постоянной основе подачи ингибитора, расход увеличится при

профилактике в осенний и весенний период в 2 раза, так как в эти периоды возникает больше перепадов температур. Однако при борьбе с гидратообразованием расход метанола не нормируется.

Помимо использования вышеуказанной технологии, основанных на использовании метанола, рационально рассматривать и технологии, основанные на применении подобных ингибиторов, эффективность которых не уступает эффективности метанола в борьбе с гидратообразованием. В данном случае подразумевается использование ингибиторов кинетического типа. Как уже было отмечено ранее, необходимая дозировка кинетического ингибитора гидратообразования гораздо ниже дозировки термодинамических ингибиторов, в том числе, метанола. Применение кинетического ингибитора гидратообразования позволит снизить операционные затраты, связанные с применением ингибитора в целях борьбы с гидратообразованием. Опыт практического применения ингибиторов кинетического типа «СОНГИД-1801 А» и «УноКем 50001 марки А» подтвердили преимущество по сравнению с метанолом с точки зрения технологических и экономических показателей. Удельное количество гидратообразований сократилось в 180 раз с 4,6 до 0,025 (скв. × мес.). Затраты на обработку ингибитором одной скважины снизились примерно в 1,5 раза [32]. Положительный эффект заключается в том, что переход на кинетический ингибитор гидратообразования упростит процедуры хранения и транспортировки реагентов, и исключит риск отравления метанолом персонала и третьих лиц [15].

Рекомендуемая последовательность для эффективности пропускных способностей заключается в блоках подготовки метанола к вводу через распределительные форсунки. Постоянная подача метанола в целях предупреждения гидратообразования, будет способствовать сохранению эффективности пропускных способностей линейных сооружений и возможно их увеличению в случае процедур направленных непосредственно на борьбу с гидратными пробками. На эффективность пропускной способности повлияет применение камер ступенчатого штуцера дискретного регулируемого (рисунок 23). ШДР, нарушая давление из условий образования гидрата, уменьшает вероятность образования гидратов, тем

самым сохраняя эффективность пропускной способности путём дросселирования эффекта Джоуля-Томсона. Меняя проходное сечение линейного сооружения при вводе метанола, метанол окажет более эффективное воздействие на устранение образования гидрата по причине увеличения гидравлического сопротивления, то есть за счёт налипания и шероховатости частиц при движении потока газа и конденсата в линейных сооружениях промысла, и концентрированный метанол перемещаясь по линейным сооружениям окажет эффективность на пропускную способность.

В результате вышеперечисленных способов, можно сделать вывод, что каждый метод приносит полезное действие для достижения задач по бесперебойной добычи природного газа, а также технологичность и экономичность для более эффективной эксплуатации линейных сооружений на промысле. Но для большей эффективности большинство промыслов придерживаются в эксплуатации технологических схем с регуляторами расхода подачи ингибитора для удобства подсчёта и планирования использования ресурсов, которые будут направлены на другие осложнения при добыче природного газа.

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

Студенту:

Группа	ФИО		
3-2Б8Г1	Фролов Дмитрий Михайлович		
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение Школа	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии.
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	СТО Газпром РД 1.12-096-2004; ГОСТ 2222-95 Метанол технический. Технические условия.
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС (18%), налог на прибыль (20%)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1.Анализ конкурентных технических решений (НИ)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2.Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Эффективность применения метанола с экономической точки зрения и усовершенствования технологии подачи ингибитора обосновано.
Перечень графического материала	
Оценка конкурентоспособности ИП Матрица SWOT Бюджет НИ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Фролов Дмитрий Михайлович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках инженерного решения. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет инженерного решения, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Цель данной НИ (ВКР) – в обеспечении эффективности пропускной способности линейных сооружений в условиях эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений.

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

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

В ходе исследования были рассмотрены конкурирующие разработки ингибитора различного состава:

- Ингибитор на основе метилового спирта CH_3OH ;
- Ингибитор на основе хлористого кальция CaCl_2 ;
- Ингибитор на основе этиленгликоля $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$.

Детальный анализ необходим, так как каждый вид ингибитора имеет свои достоинства и недостатки. В таблице 4 продемонстрировано сравнение разработок конкурентов и разработки данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 4 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Актуальность исследования	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
2. Антигидратная активность	0,14	5	2	4	0,71	0,28	0,42
3. Не подвергает к коррозии и солеотложениям	0,18	5	1	1	0,55	0,14	0,14
4. Наличие схем регенерации	0,14	5	1	1	0,56	0,12	0,12
5. Простота изготовления	0,05	5	3	3	0,55	0,35	0,32
6. Эффективность работы	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
7. Безопасность	0,08	1	4	4	0,12	0,42	0,42
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена сырья	0,12	2	3	5	0,28	0,36	0,56
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	3	4	0,54	0,38	0,41
3. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок	0,08	5	4	4	0,56	0,42	0,42
Итого	1	43	28	34	4,62	20,89	30,36

Расчёт конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 1 \cdot 4,62 = 4,62;$$

где K – конкурентоспособность проекта; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл показателя.

Проведённый анализ конкурентных технических решений показал, что исследование является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

4.1.2 SWOT – анализ

SWOT – Strength (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ инженерного решения. SWOT – анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторо проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, который проявились или могут проявиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий. Матрица SWOT – анализа представлена в таблице 5.

1. Сильные стороны. Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта.

2. Слабые стороны. Слабость – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, который препятствуют достижению целей.

Таблица 5 – Матрица SWOT

Сильные стороны инженерного решения (С)	Слабые стороны инженерного решения (Сл)
1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими; 2. Не требует специального анализа оборудования для проведения анализа; 3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа; 4. Доступная и простая методика для подбора эффективного растворителя.	1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы; 2. Наличие стандартных, уже изученных растворителей; 3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа; 4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.

Продолжение таблицы 5

Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Увеличение спроса на нестандартные виды растворителей для удаления гидратообразования; 2. Повышение количества оборудования, для которых нужно удалять осадки; 3. Повышение стоимости различного оборудования; 4. Повышение стоимости конкурентных разработок.	1. Отсутствие спроса на новые виды растворителей; 2. Развитая конкуренция между компаниями, которые разрабатывают растворители; 3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции; 4. Возможные неиспользование нового вида растворителя ввиду наличия малого количества информации о свойствах.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон инженерного решения внешним условиям окружающей среды.

Составляется интерактивная матрица, с помощью которой можно оценить варианты стратегического выбора.

(+) – Сильное соответствие сторон возможностям; (-) – Слабое соответствие сторон возможностям;

(0) – Сомнения в выборе.

Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты анализа соответствий сильных сторон с возможностями

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	0
	B2	+	+	+	+
	B3	0	+	+	+
	B4	-	-	+	-

Анализируя данные интерактивной матрицы проекта, можно сделать вывод о сильной корреляции B1B2C1C2, B1C3B2C3, что позволяет нам говорить о единой природе данных возможностей.

Третий этап заключается в составлении итоговой матрицы SWOT – анализа, которая приводится в данной работе (таблица 7).

Таблица 7 – SWOT – анализ

Сильные стороны инженерного решения (С)	Слабые стороны инженерного решения (Сл)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Низкая стоимость анализа используемой методики по сравнению с другими; 2. Не требует специального анализа оборудования для проведения анализа; 3. Не требует специального квалифицированного сотрудника для проведения анализа; 4. Доступная и простая методика для подбора эффективного ингибитора. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие какого-то определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности работы; 2. Наличие стандартных, уже изученных растворителей; 3. Отсутствие подходящего, нужного оборудования для проведения точного анализа; 4. Неточности при проведении анализа, вследствие этого большие расхождения в результатах.
Сила и возможности (СИВ)	Слабость и возможности (СЛВ)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличить использование нестандартного вида растворителя; 2. Максимально улучшить качество и результаты работ по удалению газовых гидратов; 3. Усовершенствовать работу и знания кадров; 4. Внедрить ранее неиспользованную аппаратуру, либо технологию для улучшения методики. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие необходимости внедрения различного вида новых растворителей для удаления газовых гидратов; 2. Возможное приобретение ГПЗ различных приборов для проведения анализа по данной методике ввиду их малой стоимости;
Сила и угрозы (СИУ)	Слабость и угрозы (СЛУ)
<ol style="list-style-type: none"> 1. На данный момент разрабатываются все более улучшенные технологии для усовершенствования работ по удалению гидратных отложений, в силу этого возможно увеличение спроса за счет низкой стоимости анализа; 2. Так как анализ по данной методике не требует специального оборудования и специалистов, возможно возрастет конкуренция между компаниями, которые разрабатывают стандартные растворители. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ввиду отсутствия определенного показателя, по которому можно было бы судить об эффективности растворителя возможное отсутствие спроса; 2. Неиспользование нестандартных растворителей из-за неточностей в работе и малого количества собранной информации.

В результате SWOT – анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над её недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории

уже есть возможности для их устранения. Результаты анализа учтены в дальнейшем инженерном решении.

В данной части раздела проводится анализ выбора ингибитора исходя из его эффективности применения и экономической выгоды. Выбор ингибитора гидратообразования является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях гидратообразования. Ингибитор должен обладать наивысшей эффективностью в борьбе с гидратообразованием, а его использование должно быть экономически целесообразно.

Метанол является наиболее распространенным и широко используемым ингибитором гидратообразования на многих промыслах нефти и газа. Помимо метанола будут рассмотрены другие ингибиторы гидратообразования, а именно хлористый кальций и этиленгликоль.

4.2. Технико-экономическое обоснование

В ходе исследования были рассмотрены три конкурирующие разработки ингибитора различного состава:

Ингибитор на основе метилового спирта CH_3OH ;

Ингибитор на основе хлористого кальция CaCl_2 ;

Ингибитор на основе этиленгликоля $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$.

Анализ проводится на основании следующих факторов: удельного расхода ингибитора и затрат, связанных с его применением.

В целях борьбы с гидратообразованием на технологических участках предусматривается подача определенного количества ингибитора.

Для нелетучих ингибиторов (хлористый кальций, гликоли) удельный расход определяется из соотношения:

$$q_n = \frac{(W_1 - W_2)c_2}{c_1 - c_2} \quad (18)$$

где q_n – расход нелетучего ингибитора, кг на 1000 м³ газа; W_1 – влагосодержание газа до ввода ингибитора, кг на 1000 м³ газа; W_2 – влагосодержание газа в защищаемой точке, кг на 1000 м³, c_1 – весовая

концентрация свежего ингибитора, %; c_2 – то же, для отработанного ингибитора, %.

Для легколетучего ингибитора, каким является метанол, удельный расход складывается из количества метанола, необходимого для насыщения жидкой свободной воды $q_{ж}$, и количества метанола, необходимого для насыщения газовой фазы $q_{газ}$:

$$q_{л} = \frac{(W_1 - W_2)c_2}{c_1 - c_2} + \alpha c_2 \quad (19)$$

Для удобства расчета примем значения для необходимых параметров (таблица 8). Концентрацию растворов ингибиторов c_1 принимаем равной 40%. Значения c_2 для каждого ингибитора определяются по рисунку 18 при учете понижения равновесной температуры на 10 °С, значение W_1 определяется по рисунку 15 с учетом давления и температуры.

Таблица 8 – Значения исходных величин

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Температура газа, °С	20	W_1 , кг/1000 м ³	0,48
Давление, МПа	10	W_2 , кг/1000 м ³	0,3
Дебит скважины Q , м ³ /сут	$1 \cdot 10^6$	α	30

Далее проводим расчет необходимого количества ингибитора для понижения равновесной температуры на 10 градусов с начальной концентрацией растворов ингибиторов 40% вес. Суммарный расход определен при соответствующем дебите газовой скважины (таблица 9).

Таблица 9 – Расчетные значения удельного расхода ингибиторов

	Ингибитор гидратообразования		
	Метанол	Этиленгликоль	Хлористый кальций
Суточный расход ингибитора, кг/1000 м ³	780	1260	180

Учитывая количество ингибитора, который расходуется в течение суток в целях предупреждения гидратообразования, наиболее рационально использовать хлористый кальций, однако его растворы обладают перечнем

недостатков, которые ограничивают область его применения, особенно в районах Крайнего Севера. Далее, по оценке расхода, приходим к выводу, что целесообразным решением является применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования.

При рассмотрении затрат на расходы ингибитора предполагается рассмотреть цены за тонну метанола, этиленгликоля и хлорида кальция (таблица 10).

Таблица 10 – Цена за тонну ингибитора

Ингибитор гидратообразования	Цена за тонну, руб.
Метанол	20000
Этиленгликоль	30000
Хлористый кальций	25000

Представлена экономическая целесообразность применения метанола с учетом удельных расходов для предупреждения гидратообразования. Увеличить эффективность использования метанола с минимальным его расходом является приоритетной задачей, ведь перерасход ингибитора приводит к лишним затратам, что является крайне нежелательным. Оптимизировать рациональное использование метанола можно с помощью предложенной технологии подачи ингибитора, экономическая целесообразность реализации которой будет рассмотрена в следующих пунктах раздела.

Помимо метанола в перспективе можно рассматривать применение кинетического ингибитора СОНГИД-1801А. В свою очередь, данный ингибитор показывают такую же эффективность, как и метанол, однако большим преимуществом является низкая дозировка. Раствор СОНГИД-1801А концентрацией 1% дает такие же результаты эффективности борьбы с гидратообразованием, как и 32% раствор метанола. Благодаря внедрению проекта по применению ингибиторов низкой дозировки удельные затраты на борьбу с гидратообразованием удалось сократить со 197 до 172 тыс. руб./скв. за

счет снижения объемов применяемого реагента по сравнению с метанолом, сокращения затрат на доставку реагента и оптимизации его дозирования.

Однако масштабное внедрение проекта пока не является возможным ввиду того, что работа с кинетическими ингибиторами находится только стадии опытов и экспериментов, поэтому анализ замены метанола на СОНГИД-1801А в данном разделе не предусматривается.

4.3 Экономическая эффективность НИ

Расчет эксплуатационных затрат при применении метанола

В данной части раздела проведен анализ эксплуатационных затрат, связанных с использованием метанола в целях предупреждения гидратообразования. Для более полного анализа и подтверждения обоснованности применения метанола по сравнению с другими термодинамическими ингибиторами гидратообразования, проведем расчеты эксплуатационных затрат и для других ингибиторов гидратообразования, а именно этиленгликоля и хлорида кальция при их наиболее эффективной концентрации растворов. Эффектообразующий показатель по снижению затрат на поддержание безгидратного режима на нефтегазоконденсатном промысле.

Для расчета воспользуемся исходными данными, представленными в таблице 11.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета эксплуатационных затрат

Параметр	Значение
Стоимость тонны (C_n) метанола, руб.	20000
Стоимость тонны (C_n) хлорида кальция, руб.	25000
Стоимость тонны (C_n) этиленгликоля, руб	30000
Массовое количество (m_n) метанола, т	100
Массовое количество (m_n) хлорида кальция, т	100
Массовое количество (m_n) этиленгликоля, т	100
Аренда передвижного агрегата централизованной заправки ингибиторных емкостей (C_a), руб./ч	2000
Плотность 100% вес. раствора (ρ_n) метанола, кг/м ³	791,8
Плотность 30% вес. раствора (ρ_n) хлорида кальция, кг/м ³	1286
Плотность 70% вес. раствора (ρ_n) этиленгликоля, кг/м ³	1088

Суммарные расходы (Р) вычисляются путем сложения расходов на ингибитор и аренду агрегата для заправки им емкостей:

$$P = P_{\text{инг.}} + P_a \quad (20)$$

Расходы на ингибитор рассчитываются по следующей формуле:

$$P_{\text{и}} = C_{\text{и}} \cdot m_{\text{и}} \quad (21)$$

$$P_{\text{инг.метанол}} = 20000 \cdot 100 = 2 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{инг.хлорид кальция}} = 25000 \cdot 100 = 2,5 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{инг.ЭГ}} = 30000 \cdot 100 = 3 \text{ млн. руб.}$$

Расходы на аренду агрегата рассчитываются следующим образом:

$$P_a = C_a \cdot T_a \quad (22)$$

Где T_a – общее время работы агрегата, равное отношению объема ингибитора $V_{\text{и}}$ к скорости заполнения двух емкостей ингибитором U с помощью агрегата (в среднем, на заправочном агрегате можно заправить около двух емкостей объемом около $0,04 \text{ м}^3$ в час):

$$T_a = \frac{V_{\text{и}}}{U} \quad (23)$$

$$V_{\text{и}} = \frac{m_{\text{ри}}}{\rho_{\text{и}}} \quad (24)$$

Стоит напомнить, что для расчетов используются растворы ингибиторов определенных концентраций, в таком случае масса растворов ингибиторов $m_{\text{ри}}$ будет существенно отличаться от массы ингибиторов $m_{\text{и}}$:

$$V_{\text{метанол}} = \frac{m_{100\% \text{ р-р метанола}}}{\rho_{100\% \text{ р-ра метанола}}} = \frac{100000}{791,8} = 126,3 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{хлорид кальция}} = \frac{m_{30\% \text{ р-р хлорида кальция}}}{\rho_{30\% \text{ р-ра хлорида кальция}}} = \frac{100000}{0,3 \cdot 1286} = 259,2 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ЭГ}} = \frac{m_{70\% \text{ р-р ЭГ}}}{\rho_{70\% \text{ р-ра ЭГ}}} = \frac{100000}{0,7 \cdot 1088} = 131,3 \text{ м}^3$$

Рассчитаем время работы заправочного агрегата:

$$T_{a \text{ метанол}} = \frac{V_{\text{метанол}}}{U} = \frac{126,3}{2 \cdot 0,04} = 1579 \text{ часов}$$

$$T_{a \text{ хлорид кальция}} = \frac{V_{\text{хлорид кальция}}}{U} = \frac{259,2}{2 \cdot 0,04} = 3240 \text{ часов}$$

$$T_{a \text{ ЭГ}} = \frac{V_{\text{ЭГ}}}{U} = \frac{126,3}{2 \cdot 0,04} = 1641 \text{ час}$$

Расчет затрат на аренду агрегата:

$$P_{a \text{ метанол}} = C_a \cdot T_{a \text{ метанол}} = 2000 \cdot 1579 = 3,15 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{a \text{ хлорид кальция}} = C_a \cdot T_{a \text{ хлорид кальция}} = 2000 \cdot 3240 = 6,48 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{a \text{ ЭГ}} = C_a \cdot T_{a \text{ ЭГ}} = 2000 \cdot 1641 = 3,28 \text{ млн. руб.}$$

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

Последним шагом рассчитаем общие затраты:

$$P_{\text{метанол}} = P_{\text{инг.метанол}} + P_{a \text{ метанол}} = 2 + 3,15 = 5,15 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{хлорид кальция}} = P_{\text{инг.хлорид кальция}} + P_{a \text{ метанол}} = 2,5 + 6,48 = 8,98 \text{ млн. руб.}$$

$$P_{\text{ЭГ}} = P_{\text{инг.ЭГ}} + P_{a \text{ ЭГ}} = 3 + 3,28 = 6,28 \text{ млн. руб.}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Эксплуатационные затраты при работе с ингибиторами

Параметр	Ингибитор гидратообразования		
	Метанол	Хлорид кальция	Этиленгликоль
Стоимость ингибитора за тонну, руб.	20000	25000	30000
Массовое количество ингибитора, т.	100	100	100
Расходы на ингибитор (цена за 100 т.), млн. руб.	2,0	2,5	3,0
Объем ингибитора, м ³	126,3	259,2	131,3
Время закачки суммарного объема ингибитора, ч.	1579	3240	1641
Общая стоимость аренды агрегата, млн. руб.	3,15	6,48	3,28
Суммарные расходы, млн. руб.	5,15	8,98	6,28

В результате расчетов, связанных с эксплуатационными затратами на применение ингибиторов, можно оценить их экономическую эффективность. В сравнении с хлоридом кальция и этиленгликолем применение метанола в качестве ингибитора гидратообразования наиболее экономически оправдано и

выгодно. Общие расходы при применении метанола практически в 2 раза меньше расходов, связанных с использованием хлорида кальция

Заключение по главе

Проведена оценка обоснованности применения метанола по сравнению с другими ингибиторами гидратообразования, а именно оценка экономической выгоды и эффективности применения метанола, основанная на затратах, связанных с необходимым количеством ингибитора и его стоимости, общей стоимости ингибиторов и эксплуатационных затратах при работе с метанолом и другими ингибиторами гидратообразования.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г1		Фролов Дмитрий Михайлович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЕ ГИДРАТА ОБРАЗОВАНИЯ НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ
ЛИНЕЙНЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ СИСТЕМ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение	<p><i>Объект исследования:</i> технологии разработки залежей высоковязкой нефти.</p> <p><i>Область применения:</i> месторождения высоковязкой нефти России.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Климатическая зона:</i> резко континентальный климат</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> скважинное оборудование, промышленные помещения</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль параметров работы и устранение неисправностей в работе скважин.</p>
<ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации 	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации :	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) ТК РФ Статья 302.</p> <p>Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.</p> <p>ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования;</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</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. 	
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации :	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума; 3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; 4. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;
<ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Разработка мероприятий по снижению воздействия 	

ОВПФ	<p>5. Повреждения в результате с контакта с животными, насекомыми и пресмыкающимися.</p> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 4. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте; <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: печатки, специальная обувь, беруши, наушники, противогаз, защитные очки, каска, огнетушители.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: радиоактивное заражение территории при аварии</p> <p>Воздействие на литосферу: твердые радиоактивные отходы</p> <p>Воздействие на гидросферу: сброс охлаждающей воды при использовании в качестве охладителя рек, прудов; жидкие радиоактивные отходы</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы из вентиляционных систем, содержащие низкие концентрации радиоактивных веществ; тепловое воздействие вследствие испарения части охлаждающей воды</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций;</p> <p>Разливы нефти и нефтепродуктов;</p> <p>Взрывы, пожары.</p> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <p>Разливы нефти и нефтепродуктов.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Фролов Дмитрий Михайлович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

Работы включают в себя следующие технологические операции: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в систему сбора и подготовки продукции, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К работам на производственных объектах допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в условиях Крайнего Севера и с учетом вредных и опасных производственных факторов, прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При работе в условиях крайнего севера, или регионах приближенным к условиям крайнего севера, к размеру заработной платы персонала добавляются также определённые коэффициенты, согласно статьям трудового кодекса 316. районный коэффициент к заработной плате и 317. процентная надбавка к заработной плате, так же предоставления ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, согласно статье 321.

Рабочая смена за пультом управления составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может устранять мелкие неполадки

в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников.[30]

Рабочая зона оператора представляет собой кустовую площадку, расположенную на определенном удалении от основного места пребывания. Кустовая площадка оборудована блоком управления погружного оборудования, автоматической групповой замерной установкой, а также сетью фонтанных арматур со специально установленными площадками для удобства и безопасности выполнения оператором необходимых технологических операций, согласно нормам технологического проектирования объектов сбора, транспортировки, подготовки нефти, газа и воды нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений [6].

5.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данных видов работ, представленных в таблице 13.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Подача метанола в возможные места образования гидратной пробки на промысле; 2. Работа с машинами и механизмами; 3. Установка и снятие заглушек.	1. Неудовлетворительные метеорологические условия климата на открытом воздухе	ССБТ ГОСТ 12.1.005-88.
	2. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека	ГОСТ 12.1.007-76.
	3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016; СНиП 23-05-95

Продолжение таблицы 13

	4. Повышенная загазованность рабочей зоны	ОСТ 51.140-86
	5. Опасность поражения электрическим током	ГОСТ 12.1.009-2017
	6. Эксплуатация оборудования, работающих под давлением	ПБ 03-576-03
	7. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ Р 12.3.047-2012

5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

5.3.1 Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека

Для предотвращения газогидратных пробок на нефтегазоконденсатных месторождениях используется метанол, который представляет большую опасность производства для обслуживающего персонала и населения. Метанол - сильный яд, действующий на нервную и сосудистую системы, слизистую оболочку дыхательных путей. Отравление при приеме внутрь и при вдыхании паров. Небольшое количество метанола (до 10-15г) приводит к тяжелым отравлениям. ПДК для данного вещества указана в таблице 14. При работе с метанолом необходимо соблюдать требования техники безопасности согласно ГОСТ 12.1.007-76 [21].

Средства индивидуальной защиты для предотвращения отравления метанолом: противогаз с коробкой марки А, резиновые сапоги и перчатки.

Пролитый при авариях или других случаях метанол смывается большим количеством воды, но не менее 2-х объемов. Фланцевые соединения на трубопроводах метанола окожушиваются и пломбируются.

5.3.2 Неудовлетворительные метеорологические условия климата на открытом воздухе

Нормы производственного микроклимата установлены в ССБТ ГОСТ 12.1.005-88. Они едины для всех производств и всех климатических зон с некоторыми незначительными отступлениями [31].

В этих нормах отдельно нормируется каждый компонент микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха в зависимости от способности организма человека к акклиматизации в разное время года, характера одежды, интенсивности производимой работы и характера тепловыделений в рабочем помещении.

Таблица 14 – Характеристики пожаро-, взрывоопасных и токсических свойств сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства [6]

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции	Агрегатное состояние при рабочих условиях	Класс опасности ГОСТ 12.1.007-76	Температура, °С			Концентрационные пределы, % об.		Характеристика токсичности (воздействия на организм человека)	ПДК веществ в воздухе рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88[12]), мг/м ³
			Вспышки	Воспламенение	амовоспламенение	Ни ж	Верх		
Газ природный	Газ	4	-191		537	5	15	Действует удушающе при незначительном, менее 18%, содержании O ₂ в воздухе. Вызывает расстройство нервной системы	300
ДЭГ	Жидкость	3	123	133 - 203	380	1.05	22.07	При приеме внутрь - яд. Возможны хронические отравления при вдыхании паров	10
Метанол	ЛВЖ	3	6		440	6	34	Сильный яд, действует на нервную и сосудистую системы, слизистую оболочку дыхательных путей. Отравление при приеме внутрь и при вдыхании паров.	5
Конденсат газа	ЛВЖ	4	<-40		287	1.4	7.7	Действует на центральную нервную систему. При длительном вдыхании паров в концентрациях значительно превышающих ПДК, появляется головокружение, тошнота, головная боль и слабость, а при значительных концентрациях может наступить отравление. Может вызвать заболевания: дерматит и экзему.	300
Керосин	ЛВЖ	4	28	25 - 105	230	1.8	8	Керосин является малоопасным продуктом. В помещениях для хранения керосина не допускается хранить кислоты, баллоны с кислородом и другие окислители.	300

В рабочей зоне производственного помещения согласно ГОСТ 12.1.005- 88 могут быть установлены оптимальные и допустимые микроклиматические условия [20].

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 15, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

Таблица 15 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровням энергозатрат,Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей,°С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22 - 24	21 - 25	60 – 40	0,1
	Iб (140 - 174)	21 - 23	20 - 24	60 – 40	0,1
	IIa (175 - 232)	19 - 21	18 - 22	60 – 40	0,2
	IIб (233 - 290)	17 - 19	16 - 20	60 – 40	0,2
	III (более 290)	16 - 18	15 - 19	60 – 40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23 - 25	22 - 26	60 – 40	0,1
	Iб (140 - 174)	22 - 24	21 - 25	60 – 40	0,1
	IIa (175 - 232)	20 - 22	19 - 23	60 – 40	0,2
	IIб (233 - 290)	19 - 21	18 - 22	60 – 40	0,2
	III (более 290)	18 - 20	17 - 21	60 – 40	0,3

Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по технологическим требованиям, техническим и экономически обоснованным причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины.

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 3 применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3° С;
 - перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать:
 - о при категориях работ Ia и Ib – 4° С;
 - о при категориях работ IIa и IIб – 5° С;
 - о при категории работ III – 6° С.

В соответствии с требованиями ст. 221 ТК Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются сертифицированные специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты.

5.3.3 Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении

При подготовке природного газа к транспортировке должны быть приняты меры по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Для контроля загазованности должны проводиться замеры воздушной среды в производственных помещениях, а при появлении загазованности - приниматься меры по ее устранению.

При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м³ (таблица 14) работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

Во всех производственных помещениях установлены приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением. В производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление больших количеств горючих газов, аварийная вентиляция совместно с основными системами обеспечивает дополнительный воздухообмен [29, 30].

Для защиты от воздействия природного газа, действующего удушающе в больших концентрациях, используют следующие индивидуальные средства защиты: фильтрующий противогаз с коробкой марки АХ или В, изолирующие противогазы марки РКК-1 и КИП-7.

5.3.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены следующие мероприятия: рабочие места объекты подходы к ним, проходы в темное время суток освещены, искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок ПУЭ и строительных норм и правил, уровень освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещенность помещения обеспечивает оптимальное зрительное восприятие объекта различения. Освещение обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и окружающего пространства. Освещенность поверхности постоянна, без пульсаций. Осветительные установки долговечны и безопасны. Замеры уровня освещенности проводится не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения [29, 31].

Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в помещениях регламентируется нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 в зависимости от характера зрительной работы. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 кд/м².

Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп.

5.3.5 Опасность поражения электрическим током

Все производственные помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.009-2017 [22].

Согласно приказу Минтруда России от 15.12.2020 N903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», установлено 5 квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых предусматривает соответствующий объем требований в отношении профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков.

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на УКПГ применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями.

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (ботинки), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп

применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

Для ослабления генерирования зарядов статического электричества ЛВЖи другие диэлектрические материалы транспортируются по трубопроводам с малыми скоростями. Ограничения скорости транспортирования принимаются в зависимости от свойств жидкости, диаметра и длины трубопроводов.

Для предотвращения образования и накопления статического электричества от падающей струи трубы для заполнения резервуаров, емкостей спущены почти до дна, под уровень имеющейся жидкости.

Предусмотрена защита технологических установок производственных зданий и сооружений от электрической и электромагнитной индукции. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами.

5.3.6 Эксплуатация оборудования, работающих под давлением

Основная опасность при эксплуатации сосудов под давлением - возможность их разрушения под действием давления рабочей среды. При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей. Мощность физических взрывов сосудов весьма велика. Например, мощность взрыва сосуда вместимостью 1 м³, находящегося под давлением воздуха, равным 1 МПа, составляет 13 МВт.

Наиболее частыми причинами аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением, являются несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температурному режиму, превышение давления сверх предельного, потеря механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты металла, местные перегревы), несоблюдение установленного режима работы, отсутствие необходимого технического надзора, ошибочные действия обслуживающего персонала.

Требования безопасности, предъявляемые к устройству, изготовлению и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, определены "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" ПБ 03-576-03 [26]. К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся: сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см²); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115°С или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа.

Правила устанавливают специальные требования безопасности к конструкции и материалам сосудов, к изготовлению, монтажу и ремонту, к арматуре, контрольно-измерительным приборам и предохранительным устройствам, к установке, регистрации и техническому освидетельствованию сосудов, к содержанию и обслуживанию их [26].

Конструкция сосудов должна быть надежной, обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность осмотра, очистки, промывки, продувки и ремонта сосудов. Так, сосуды с внутренним диаметром более 800 мм должны иметь люки, а с диаметром менее 800 мм - лючки в местах, доступных для обслуживания [26].

5.3.7 Пожаробезопасность и взрывобезопасность

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [24]. На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 %об. (таблица 14). Для взрывоопасных и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожаре правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического оборудования, отключения вентиляции и электрооборудования, правилам применения первичных средств пожаротушения, порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся практические тренировки.

Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами пожаротушения согласно нормам.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112.

Проведение пожароопасных работ (электро- и газосварка, бензорезка, паяльные работы, работа с электроинструментом и др.) на газовых объектах осуществляется только после оформления наряда-допуска на выполнение работ

повышенной опасности. Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория Помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожаро- опасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожаро- опасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1-В4 пожаро- опасность	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б
Г умеренная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д пониженная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии
<p>Примечания</p> <p>1 Методы определения категорий помещений А и Б устанавливаются в соответствии с приложением А.</p> <p>2 Отнесение помещения к категории В1, В2, В3 или В4 осуществляется в зависимости от количества и способа размещения пожарной нагрузки в указанном помещении и его объемно-планировочных характеристик, а также от пожароопасных свойств веществ и материалов, составляющих пожарную нагрузку. Разделение помещений на категории В1-В4 регламентируется положениями в соответствии с приложением Б.</p>	

На УКПГ наружное пожаротушение всех зданий и сооружений осуществляется от кольцевой сети надземного водопровода диаметром 250 мм через незамерзающие пожарные гидранты, установленные также надземно.

Внутреннее пожаротушение, кроме автоматического, осуществляется из внутреннего противопожарного водовода, через установленные на нем краны, количество которых соответствует параметрам помещений.

При возникновении пожара, кроме централизованного отключения вентиляционных систем, предусмотрена их автоматическая блокировка, за исключением вентиляционных систем обслуживающих тамбур шлюзы, на канализационных сетях промстока установлены гидрозатворы.

Все здания предусмотрены третьей степени огнестойкости согласно СНиП 21-01-97. В зданиях с помещениями категории «А» предусмотрены наружные легко сбрасываемые конструкции, площадь которых составляет не менее 0,05 м² на 1 м³ объема взрывоопасного помещения.

В производственных помещениях, в качестве средств пожаротушения применяются: вода, углекислый газ, порошок в соответствии с техническими требованиями и технико-экономическими обоснованиями.

5.4 Экологическая безопасность

Особое отрицательное воздействие на природные ресурсы и компоненты окружающей среды оказывают вредные факторы, представленные в таблице 17, где также описаны основные природоохранные мероприятия.

Таблица 17 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации систем подачи химических веществ

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосферный воздух	Выбросы продуктов сгорания природного газа	Тщательный контроль за оборудованием
Вода и водный объект	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков

Продолжение таблицы 17

	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства)
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы химическими веществами	Отправление отходов на полигон для их дальнейшей утилизации.
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание.

5.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Атмосферный воздух в районе НГКМ загрязняется главным образом такими вредными веществами как окись углерода и окислы азота, содержащимися в продуктах сгорания природного газа, используемого для собственных нужд с целью получения тепловой и электрической энергии, энергии для работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций; для сжигания загрязненных промышленных стоков на горизонтальных факельных установках (ГФУ).

Окись углерода и окислы азота выбрасываются в атмосферу также с продуктами сжигания природного газа при продувке шлейфов, отработке скважин.

Следующим по значимости источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы которых содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества [27].

В целях обеспечения содержания вредных веществ в приземном слое атмосферы в количествах, не превышающих их предельно-допустимую концентрацию в воздухе, по каждому стационарному источнику выбросов расчетным путем (с учетом рассеивания) определены максимальные величины предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Основные мероприятия, проводимые в ООО "Газпром добыча Ямбург" по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают и себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;
- контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ;
- утилизацию промстоков путем закачки их в поглощающие горизонты вместо сжигания с природным газом на ГФУ.

5.4.2 Мероприятия по охране водных объектов

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, диэтиленгликоль, нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки, загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

В связи с ограниченной способностью водоемов Крайнего Севера к самоочищению, обусловленной низкими температурами и коротким летом, практически все хозяйственно-бытовые стоки в компании подвергаются биологической очистке до нормативных требований на канализационно-очистных сооружениях (КОСах). Промышленные стоки, содержащие значительные количества загрязняющих веществ, не поддающихся эффективной очистке, утилизируются закачкой в пласт, а в аварийных случаях сжигаются на горизонтальных факельных установках.

Эффективность очистки сточной воды на КОСах постоянно контролируется работниками технологической (ПХБЛ) и ведомственной лаборатории охраны окружающей среды (НИЛ ООСиПС Управления НИПР)

Регулярному контролю подвергается вода Обской губы, являющейся источником питьевого водоснабжения объектов компании.

5.4.3 Мероприятия по охране литосферы

Почвы в условиях Крайнего Севера способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) - стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах. Восстановление растительного покрова (биоценоза) на нарушенных при обустройстве месторождений землях, естественным путем происходит длительное время - в течение 90-100 лет.

С целью предотвращения загрязнения почв компания осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий НГКМ, универсальной травосмеси;
- захоронение твердых бытовых отходов, утилизация строительных отходов производится на специальных полигонах; складирование металлолома на отдельно отведенных площадках;
- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;
- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимней период; ведомственной лабораторией предприятия (НИЛ ООСиПС) планомерно производится контроль экологического состояния территории промысла, промзоны, жилых поселков.

Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение безопасности экологичности производственных процессов, применяемых в компании,

достаточно эффективен для надежной эксплуатации объектов УКПГ и грамотного проведения работ по предотвращению и ликвидации гидратов.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В Ямало-Ненецком автономном округе характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, сильные морозы, метели и снежные заносы.
- техногенного характера: пожары, взрывы, отключение электроэнергии, аварии с выбросом (угрозой выброса) аварийно- химически опасных веществ.

На газовом промысле велика угроза выброса горючего природного газа вследствие неисправности применяемого оборудования, применения неправильных и опасных приемов работы, неудовлетворительной постановки обучения и инструктажа рабочих, не использования защитных средств и приспособлений по технике безопасности, что может привести к возгоранию и, впоследствии, к взрыву.

В связи с этим необходимо категорически запрещать курение в производственных помещениях и на территории УКПГ; производство огневых работ допускать только по специальному письменному разрешению; неразрешать проверять зажигание "на искру" во взрывоопасных помещениях; в случае выхода из строя постоянного взрывобезопасного освещения разрешать пользоваться только взрывобезопасными фонарями шахтного типа; ремонт электропроводки и смена ламп во взрывоопасных помещениях разрешать только при обесточенной линии; категорически запрещать определять утечки или наличие газа в помещении при помощи огня; при производстве работ во взрывоопасных помещениях запрещать применение ударных стальных слесарных и кузнечных инструментов; ударные инструменты должны быть изготовлены из цветных металлов (медь, латунь, бронза); запрещать хранение в

производственных помещениях промасленных обтирочных материалов, т.к. возможно их самовозгорание.

Этот комплекс мероприятий обеспечивает безопасное ведение процесса и защиту обслуживающего персонала [14].

Для ликвидации аварии следует точно определить место утечки, локализовать опасный участок, далее следовать плану ликвидации возможных аварий и пожаров, который разработан для каждого цеха.

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов, осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия. К ним относятся:

- осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения и снижению ущерба от ЧС;
- организация защиты населения и его жизнеобеспечения в ЧС;
- обеспечение устойчивости работы хозяйственных объектов в ЧС;
- организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения.

Заключение по главе

При производственных работах в нефтегазовой отрасли необходимо руководствоваться законодательными и нормативными актами Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, строительными нормами и правилами, государственными стандартами Российской Федерации, сводами

правил, а также иными федеральными нормативными документами, регулирующими деятельность в области производства инженерных изысканий.

Соблюдение техники безопасности труда при производстве в нефтегазовой отрасли, является неотъемлемой частью всего комплекса работ.

Следует отметить, что не соблюдение правил безопасности ведения работ влечет за собой негативные последствия для жизни и здоровья человека.

Каждая организация уделяет особое внимание на соблюдение этих норм правил, а также социальную поддержку работников компании.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время технологии предупреждения и борьбы с образованием гидратов широко изучена и направлена на снижение расходов потребления ингибиторов гидратообразования, а именно метанола, который является основным способом борьбы с гидратами для достижения цели промыслов в бесперебойности добычи природного газа и сохранения пропускных способностей линейных сооружений промысловых систем на нефтегазоконденсатных месторождениях.

В выпускной квалификационной работе проанализированы гидраты природного газа, условия и механизмы их образования, а также анализ технологического решения по увеличению пропускной способности в условиях гидратообразования, направленные на предупреждение и борьбу с газовыми гидратами.

Применение технологических схем подачи ингибитора является крайне выгодным и эффективным способом подачи ингибитора гидратообразования в промысловых системах линейного сооружения.

Помимо использования технологии, основанной на применении ингибиторов таких как метанол, ведутся активные исследования в целях поиска иных ингибиторов гидратообразования, которые по эффективности не будут уступать метанолу. Использование кинетических ингибиторов является крайне перспективной технологией по причине малых дозировок и высокой эффективности в борьбе с образованием гидратов, но их применение находится на стадии промышленного апробирования, однако кинетические ингибиторы уже внесены в список альтернативности химических реагентов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Опубликованная литература

1. Бухгалтер, Э.Б. Гидраты природных и нефтяных газов: Сб. науч. тр. / Э.Б. Бухгалтер // Сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВИНТИ, 1984. – Т. 15. – С. 63-126.
2. Бухгалтер, Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности / Э.Б. Бухгалтер – М.: Недра, 1986. – 238 с.
3. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. М.: Недра, 1980, 296 с.
4. Гвоздев, В.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: справочное пособие / В.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. - М.: Недра, 1988.-С. 162-170
5. Громовых С.А. Исследование и разработка технологий строительства скважин в условиях гидратообразования (на примере месторождений Красноярского края) // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук.
6. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. – ВНИИГАЗ/Газпром, 2007. – 25с.
7. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в ОАО «Газпром». – Н.Уренгой, 2001. – 345 с.
8. Жумаев К.К. Влияние гидратообразования на пропускную способность газопровода / К.К. Жумаев, Мехриддин Саидов – Текст: непосредственный // Молодой учёный. – 2016. - № 2 (106). – С. 150 – 151.
9. Истомин В.А., Квон В.Г.. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа – Москва.:ООО ИРЦ Газпром, 2004 – 363 , 430с.

10. Истомин В.А., Сулейманов Р.С., Бурмистров А.Г. Пути сокращения расхода ингибиторов гидратообразования в системах подготовки газа Уренгойского месторождения – М. : ВНИИЭгазпром, 1987. – 48 с.

11. Кэрролл Дж. Гидраты природного газа: справ. пособие / Пер. с англ. - М.: Премиум Инжиниринг, 2007. – 316 с., ил.- (Промышленный инжиниринг).

12. Ли Д., Генри Н., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин»/Перев. с английского. - М.: ООО «Премиум инжиниринг», 2008.- 384 с.

13. Макогон, Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, 1985. - 232 с.

14. Мاستрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364-365.

15. Прахова, М. Ю. Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи / М.Ю. Прахова, А.Н. Краснов, Е.А. Хорошавина, Э.А. Шаловников // Нефтегазовое дело. – 2016. - №1. – С. 101-118.

16. Фрост Е.М., Дитон М.Н. Газовые гидраты и отношение к эксплуатации газопроводов. Нью-Йорк.: Бурение шахты, 1946, 219 с.

17. Ширяев Е.В. Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования при обустройстве газового месторождения «Каменномысское море» / Ширяев – Текст: непосредственный // Молодой учёный. – 2015. - № 17 (97) – С.323 – 326.

Электронные ресурсы

18. ООО «Синергия - Лидер» Смелые решения и неожиданные проекты.
– URL : <http://sinlid.ru/index.php>.

19. ГОСТ 12.0.003-15 «Опасные и вредные производственные факторы». Классификация;
20. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
21. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования.
22. ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда «Электробезопасность». Термины и определения.
23. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчёта физических свойств.
24. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов». Общие требования. Методы контроля.
25. ОСТ 51.140-86 Отраслевой стандарт СССР «Организация и проведение контроля воздуха рабочей зоны на объектах газовой промышленности». Общие требования безопасности.
26. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
27. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
28. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».
29. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
30. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
31. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».

Фондовые материалы

32. АКТ по результатам опытно-промысловых испытаний ингибитора гидратообразования «Унокем 50001 марка А» (ТУ 20.59.59-020-40671402-2014) производства АО «Неохимпродукт» на добывающих скважинах Юрубчено – Тохомского месторождения АО «Востсибнефтегаз».

33. ТР – Фонд скважин Газового промысла ГП-3С ЗНГКМ рег. № А59-50040-0011.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Дата	Режимный дебит		Расчётный режим УноКем 50001 марка А		Фактический режим				Контрольные параметры			Примечание	
	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м3/сут	Доз-ка г/нм³	Расх. кг/скв. Опер	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м3/сут	Расх. кг/скв. Опер	Доз-ка г/нм³	Рбуф, атм	Рлин, атм	Наличие/от с. ТО		
08.07.2019	348	57,49	0	0	369,67	59,33	0	0	41	15	Отс.ТО		До ОПИ
09.07.2019	348	57,49	0	0	369,67	59,33	0	0	40	15	Отс.ТО	Не проход фрезы 68 мм - 1107 м	
10.07.2019	348	57,49	0	0	369,67	59,33	0	0	42	16	Отс.ТО		
11.07.2019	348	57,49	0	0	369,67	59,33	0	0	43	18	Отс.ТО	Спуск фрезы 58 мм - 1500 м, без посадок	
12.07.2019	348	57,49	0	0	369,67	59,33	0	0	44	19	Отс.ТО		
13.07.2019	348	57,49	0	0	369,67	59,33	0	0	44	19	Отс.ТО	Спуск фрезы 68 мм - 1500 м, без посадок	
14.07.2019	348	57,49	2,4	275,9	369,67	59,33	285	2,4	43	19	Отс.ТО		
15.07.2019	348	57,49			369,67	59,33			43	19	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок	
16.07.2019	348	57,49	0,8	92	369,67	59,33	95	0,8	45	19	Отс.ТО		
17.07.2019	348	57,49			369,67	59,33			45	19	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок	
18.07.2019	348	57,49	0,7	80,5	369,67	59,33	83	0,7	46	20	Отс.ТО		
19.07.2019	348	57,49			369,67	59,33			46	20	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок	
20.07.2019	348	57,49	0,6	69	369,67	59,33	71	0,6	47	19	Отс.ТО		
21.07.2019	348	57,49			369,67	59,33			46	20	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок	
22.07.2019	348	57,49	0,5	57,5	369,67	59,33	59	0,5	46	20	Отс.ТО		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Дата	Режимный дебит		Расчётный режим		Фактический режим				Контрольные параметры			Примечание
	Qж, м³/сут	Qг, тыс. мЗ/сут	Доз-ка г/нм³	Расх. кг/скв.	Qж, м³/сут	Qг, тыс. мЗ/сут	Расх. кг/скв.	Доз-ка г/нм³	Рбуф, атм	Рлин, атм	Наличие/о тс. ТО	
23.07.2019	348	57,49			369,67	59,33			46	20	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
24.07.2019	348	57,49	0,4	46	430,5	69,95	56	0,4	45	20	Отс.ТО	
25.07.2019	348	57,49			430,5	69,95			46	20	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
26.07.2019	348	57,49	0,3	34,5	430,5	69,95	42	0,3	44	19	Отс.ТО	Ревизия ШДР, в норме
27.07.2019	348	57,49			430,5	69,95			46	20	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
28.07.2019	348	57,49	0,2	23	430,5	69,95	28	0,2	45	19	Отс.ТО	
29.07.2019	348	57,49			430,5	69,95			45	20	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
30.07.2019	348	57,49	0,1	11,5	430,5	69,95	14	0,1	44	19	Отс.ТО	
31.07.2019	348	57,49			430,5	69,95			47	20	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
01.08.2019	348	57,33	0,1	11,9	430,5	69,95	14	0,1	45	20	Отс.ТО	
02.08.2019	348	57,33			430,5	69,95			43	19	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
03.08.2019	348	57,33	0,1	11,9	430,5	69,95	14	0,1	44	20	Отс.ТО	
04.08.2019	348	57,33			430,5	69,95			44	20	ТО	Не проход шаблона диаметром 42 мм - 21 м. Проведение ТО. СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м, без посадок
05.08.2019	348	57,33	0,2	23,7	430,5	69,95	28	0,2	44	20	Отс.ТО	
06.08.2019	348	57,33			430,5	69,95			43	20	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
07.08.2019	348	57,33	0,2	23,7	430,5	69,95	28	0,2	42	19	Отс.ТО	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Дата	Режимный дебит		Расчётный режим		Фактический режим				Контрольные параметры			Примечание
	Qж, м³/сут	Qг, тыс. мЗ/сут	Доз-ка г/нм³	Расх. кг/скв.	Qж, м³/сут	Qг, тыс. мЗ/сут	Расх. кг/скв.	Доз-ка г/нм³	Рбуф, атм	Рлин, атм	Наличие/о тс. ТО	
08.08.2019	369,67	59,33			430,5	69,95			45	19	Отс. ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
09.08.2019	369,67	59,33	0,2	23,7	430,5	69,95	28	0,2	45	18	Отс. ТО	
10.08.2019	369,67	59,33			430,5	69,95			44	18	Отс. ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
11.08.2019	369,67	59,33	0,15	17,8	430,5	69,95	21	0,15	44	19	Отс. ТО	
12.08.2019	369,67	59,33			430,5	64,86			45	19	Отс. ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
13.08.2019	369,67	59,33	0,15	17,8	430,5	64,86	20	0,15	45	19	Отс. ТО	
14.08.2019	369,67	59,33			430,5	64,86			45	19	Отс. ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок
15.08.2019	369,67	59,33	0,15	17,8	430,5	63,66	19	0,15	45	19	Отс. ТО	
16.08.2019	369,67	59,33			430,5	63,66			45	19	Отс. ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1500 м без посадок. ОПИ завершены

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Дата	Режимный дебит		Расчётный режим		Фактический режим				Контрольные параметры			Примечание	
	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м3/сут	Доз-ка г/нм³	Расх. кг/скв.	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м3/сут	Расх. кг/скв.	Доз-ка г/нм³	Рбуф, атм	Рлин, атм	Наличие/о тс. ТО		
25.08.2019	178,6	28,51	0	0	178,6	28,49	0	0	55	18,5	Отс.ТО	Спуск фрезы 68 мм - 1400 м, посадка 57м	До ОПИ
26.08.2019	178,6	28,51	0	0	178,6	28,49	0	0	55	18,5	Отс.ТО	Не проход фрезы 68 мм - 1107 м	
27.08.2019	178,6	28,51	0	0	178,6	28,49	0	0	55	18,5	Отс.ТО		
28.08.2019	178,6	28,51	0	0	178,6	28,49	0	0	55	18,5	Отс.ТО		
29.08.2019	178,6	28,51	0	0	178,6	28,49	0	0	55	18,5	Отс.ТО		
30.08.2019	178,6	28,51	0	0	178,6	28,49	0	0	58	17,5	Отс.ТО	Спуск фрезы 68 мм - 1400 м, посадка 57м	
31.08.2019	178,6	28,51	2,4	136,848	178,6	28,49	137	2,4	57	19	Отс.ТО		
01.09.2019	178,6	28,51			178,6	28,49			58	18	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок	
02.09.2019	178,6	28,51	1,2	102,6	178,6	28,49	103	1,2	58	17,5	Отс.ТО		
03.09.2019	178,6	28,51			178,6	28,49			60	17	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок	
04.09.2019	178,6	28,51			178,6	28,49			61	17	Отс.ТО		
05.09.2019	178,6	28,51	0,8	114	178,6	28,49	114	0,8	62	17	Отс.ТО		
06.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			57	17	Отс.ТО		
07.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			65	17	Отс.ТО		
08.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			67	16	Отс.ТО		
09.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			69	18	Отс.ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок	

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Дата	Режимный дебит		Расчётный режим		Фактический режим				Контрольные параметры			Примечание
	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м3/сут	Доз-ка г/нм³	Расх. кг/скв.	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м3/сут	Расх. кг/скв.	Доз-ка г/нм³	Рбуф, атм	Рлин, атм	Наличие/отс. ТО	
10.09.2019	178,6	28,51	0,7	99,8	217,6	33,35	117	0,7	62	16	Отс ТО	
11.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			65	17	Отс ТО	
12.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			67	17	Отс ТО	
13.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			70	18	Отс ТО	
14.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			69	19	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
15.09.2019	178,6	28,51	0,6	85,5	217,6	33,35	100	0,6	68	16	Отс ТО	
16.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			68	17	Отс ТО	
17.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			68	17	Отс ТО	
18.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			68	16	Отс ТО	
19.09.2019	178,6	28,51			217,6	33,35			68	16	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
20.09.2019	178,6	28,51	0,5	71,3	227	59,55	149	0,5	68	16	Отс ТО	
21.09.2019	178,6	28,51			227	59,55			62	17	Отс ТО	Снижение Рбуф - СПО шаблона 1400 м диаметра 42 мм, без посадок
22.09.2019	178,6	28,51			227	59,55			60	17	Отс ТО	
23.09.2019	178,6	28,51			0	0					Отс ТО	Скважина остановлена по мероприятиям на УПН 2
24.09.2019	178,6	28,51			0	0					Отс ТО	
25.09.2019	178,6	28,51			227	59,55			49	19	Отс ТО	
26.09.2019	178,6	28,51			227	59,55			55	19	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
27.09.2019	178,6	28,51	0,4	57	227	59,55	119	0,4	55	19	Отс ТО	
28.09.2019	178,6	28,51			227	59,55			50	18	Отс ТО	
29.09.2019	178,6	28,51			189,15	32,12			55	19	Отс ТО	
30.09.2019	178,6	28,51			189,15	32,12			55	19	Отс ТО	

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Дата	Режимный дебит		Расчётный режим		Фактический режим				Контрольные параметры			Примечание
	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м3/сут	Доз-ка г/нм³	Расх. кг/скв.	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м3/сут	Расх. кг/скв.	Доз-ка г/нм³	Рбуф, атм	Рлин, атм	Наличие/отс. ТО	
01.10.2019	227	59,47			189,15	32,12			55	19	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
02.10.2019	227	59,47	0,3	89,2	189,15	32,12	48	0,3	58	19	Отс ТО	
03.10.2019	227	59,47			189,15	32,12			58	19	Отс ТО	
04.10.2019	227	59,47			189,15	32,12			60	19	Отс ТО	
05.10.2019	227	59,47			189,15	32,12			61	19	Отс ТО	
06.10.2019	227	59,47			189,15	32,12			61	19	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
07.10.2019	227	59,47	0,2	59,5	189,15	32,12	32	0,2	61	19	Отс ТО	
08.10.2019	227	59,47			199,6	44,99			64	20	Отс ТО	
09.10.2019	227	59,47			199,6	44,99			63	19	Отс ТО	
10.10.2019	227	59,47			199,6	44,99			63	19	Отс ТО	
11.10.2019	227	59,47			199,6	44,99			63	19	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
12.10.2019	227	59,47	0,1	29,7	199,6	44,99	22	0,1	63	19	Отс ТО	
13.10.2019	227	59,47			195,2	46,27			66	18	Отс ТО	
14.10.2019	227	59,47			187,2	43,47			67	20	Отс ТО	
15.10.2019	227	59,47			187,2	47,27			70	20	Отс ТО	
16.10.2019	227	59,47			187,2	48,19			70	25	Отс ТО	
17.10.2019	227	59,47			187,2	48,19			70	25	ТО	Непроход шаблона диаметра 42 мм на гл. 7 м. Проведение ТО
18.10.2019	227	59,47	0,2	59,5	187,2	48,19	48	0,2	63	25	Отс ТО	
19.10.2019	227	59,47			187,2	35,59			62	25	Отс ТО	
20.10.2019	227	59,47			187,2	43,47			69	25	Отс ТО	

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Дата	Режимный дебит		Расчётный режим УноКем 50001 марка А		Фактический режим				Контрольные параметры			Примечание
	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м3/сут	Доз-ка г/нм³	Расх. кг/скв. Опер	Qж, м³/сут	Qг, тыс. м3/сут	Расх. кг/скв. Опер	Доз-ка г/нм³	Рбуф, атм	Рлин, атм	Наличие/о тс. ТО	
21.10.2019	227	59,47			197,9	47,24			70	26	Отс ТО	
22.10.2019	227	59,47			197,9	47,9			68	26	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
23.10.2019	227	59,47	0,15	44,6	197,9	47,9	36	0,2	68	26	Отс ТО	
24.10.2019	227	59,47			197,9	48,97			64	26	Отс ТО	
25.10.2019	227	59,47			174,6	51,98			67	26	Отс ТО	
26.10.2019	227	59,47			174,6	51,98			67	26	Отс ТО	
27.10.2019	227	59,47			174,6	51,98			68	26	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
28.10.2019	227	59,47	0,15	44,6	174,6	51,98	39	0,2	68	26	Отс ТО	
29.10.2019	227	59,47			174,6	51,98			68	26	Отс ТО	
30.10.2019	227	59,47			174,6	51,98			68	26	Отс ТО	
31.10.2019	227	59,47			174,6	51,98			68	26	Отс ТО	
01.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			78	25	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
02.11.2019	187,17	43,47	0,15	32,6	180,5	63,64	48	0,2	80	26	Отс ТО	
03.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			80	26	Отс ТО	
04.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			80	23	Отс ТО	
05.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			82	22	Отс ТО	
06.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			82	22	ТО	Непроход шаблона диаметра 42 мм на гл. 3,5 м. Проведение ТО
07.11.2019	187,17	43,47	0,15	32,6	180,5	63,64	0	0	79	23	Отс ТО	
08.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			77	24	Отс ТО	
09.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			70	21	Отс ТО	

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Дата	Режимный дебит		Расчётный режим УноКем 50001 марка А		Фактический режим				Контрольные параметры			Примечание
	Qж, м³/сут	Qг, тыс. мЗ/сут	Доз-ка г/нм³	Расх. кг/скв. Опер	Qж, м³/сут	Qг, тыс. мЗ/сут	Расх. кг/скв. Опер	Доз-ка г/нм³	Рбуф, атм	Рлин, атм	Наличие/о тс. ТО	
10.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			85	25	Отс ТО	
11.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			85	25	ТО	Проведение ТО. СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м, без посадок
12.11.2019	187,17	43,47	0,2	43,5	180,5	63,64	64	0,2	85	24	Отс ТО	
13.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			85	24	Отс ТО	
14.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			87	25	Отс ТО	
15.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			90	22	Отс ТО	
16.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			89	23	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
17.11.2019	187,17	43,47	0,2	43,5	180,5	63,64	64	0,2	89	23	Отс ТО	
18.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			93	23	Отс ТО	
19.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			95	23	Отс ТО	
20.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			100	23	Отс ТО	
21.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			98	23	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок
22.11.2019	187,17	43,47	0,2	43,5	180,5	63,64	64	0,2	95	25	Отс ТО	
23.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			95	25	Отс ТО	
24.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			91	27	Отс ТО	
25.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			91	26	Отс ТО	
26.11.2019	187,17	43,47			180,5	63,64			91	27	Отс ТО	СПО шаблона 42 мм до гл. 1400 м без посадок. Завершение ОПИ