

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов»

УДК 622.691.4.053:549.456

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Красуцкий С.П.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.ф-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код Результата	Результат обучения
	Профессиональные компетенции
P1	Применять глубокие естественнонаучные, математические и инженерные знания для создания и обработки новых материалов.
P2	Применять глубокие знания в области современных технологий машиностроительного производства для решения междисциплинарных инженерных задач.
P3	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа, связанные с созданием и обработкой материалов и изделий, с использованием системного анализа и моделирования объектов и процессов машиностроения.
P4	Разрабатывать технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование и инструменты для обработки материалов и изделий, конкурентоспособных на мировом рынке машиностроительного производства.
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий обработки материалов, нанотехнологий, создания новых материалов в сложных и неопределенных условиях.
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные высокотехнологичные линии автоматизированного производства, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на машиностроительном производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
	Универсальные компетенции

Код Результата	Результат обучения
P7	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности.
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.
P10	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития.
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Красуцкому Сергею Петровичу

Тема работы:

«Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>1. Различная фондовая и периодическая литература, тексты и материалы отчетов и научно-исследовательских работ, данные экспериментов и расчетов, нормативно-техническая документация.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>1. Изучить механизм появления гидратообразований на линейной части магистрального газопровода.</i>

	<p>2. Рассмотреть основные методы подготовки газа к транспорту по магистральному газопроводу.</p> <p>3. Рассмотреть методы борьбы с гидратообразованием и закупоркой газопроводов</p> <p>4. Произвести расчет необходимого количества ингибитора для предотвращения гидратообразования в газопроводе, длину возможной гидратной пробки в случае отказа подачи ингибитора в газопровод, расчет потерь напора на трение при различных условиях загидрачивания внутренней полости магистрального газопровода.</p> <p>5. Промышленная и экологическая безопасность работы с метанолом на объектах газовой промышленности.</p> <p>6. Экономическое обоснование выбора ингибитора</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна
Консультант-лингвист	Коротченко Татьяна Валерьевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

--

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.ф-м.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Красуцкий С.П.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Красуцкому Сергею Петровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</i></p>	<p><i>Рабочее место находится в Томской области, Кривошеинском районе, с. Володино, Томское линейно промышленное управление магистральных газопроводов. Местность заболоченная, равнинная. Климат умеренный. При работе с метанолом могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия трубопроводного транспорта газа. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</i></p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность <i>1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p>	<p><i>Вредные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися 5. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу
<p><i>1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности:</i></p>	<p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением 3. Взрывоопасность и пожароопасность

<p>2. Экологическая безопасность</p>	<p>При заливке метанола при помощи метанольниц в магистральный газопровод воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Заливка метанола при помощи метанольниц в магистральный газопровод сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель;
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Чрезвычайные ситуации при заливке могут возникнуть в результате внезапного выхода паров углеводородов, разгерметизации оборудования приводящих к возникновению взрыва и развитию пожара.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и</p>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Красуцкий Сергей Петрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Красуцкому Сергею Петровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Кафедра	Транспортировки и хранения нефти и газа
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материалов для системы ингибирования, тарифно-зарплатная сетка, стоимость и необходимое количество ингибиторов
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	СТО Газпром 3.1-3-010-2008 «Методика расчета норм расхода химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО «Газпром».
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Использовать основную систему налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Рассчитать затраты для предотвращения гидратообразования
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составить график финансирования при труднодоступном расположении месторождения
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Рассмотреть вопрос экономической эффективности обеспечения отдаленных районов метанолом для предотвращения гидратообразования

Перечень графического материала:

1. График финансирование закупки ингибиторов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОГН	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Красуцкий Сергей Петрович		

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.04.2018	Механизм появления гидратообразований в системах добычи, подготовки и транспорта газа	14
18.04.2018	Расчетная часть	14
25.04.2018	Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	13
29.04.2018	Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	13
14.05.2018	Социальная ответственность	12
15.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	12
16.06.2018	Заключение	11
17.06.2018	Презентация	11
	Итого:	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.ф-м.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 163 с., 42 рис., 21 табл., схемы, 53 источников.

Ключевые слова: ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ, ПРОПУСКНАЯ СПОСОБНОСТЬ ГАЗОПРОВОДА, МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЙ, МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ.

Объектом исследования является (ются) магистральный газопровод.

Цель работы – влияние гидратообразований на пропускную способность газопровода.

В процессе исследования были рассмотрены методы подготовки газа к транспорту по магистральному газопроводу (МГ), с целью сокращения механических примесей и количества воды поступающих в магистральный трубопровод, изучены методы борьбы с техногенным гидратообразованием.

Также произведен расчет необходимого расхода ингибитора для предотвращения гидратообразования при различных условиях движения газа по газопроводу, расчет длины возможной гидратной пробки в случае сбоя подачи ингибитора гидратообразования в газопровод, расчет потерь напора на трение в газопроводе в результате загидрачивания внутренней поверхности трубопровода.

В результате исследования изучены структура и механизм образования гидратообразований в системах транспорта газа, рассмотрены технологии подготовки природного газа для обеспечения безгидратной эксплуатации МГ, технологии удаления гидратных пробок, произведен расчет образования

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Красуцкий С.П.			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					10	163
Консульт.						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6А</i>		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

кристаллогидратов на внутренних стенках газопровода с помощью программы, написанной на языке ФОРТРАН.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описано каким образом влияют образовавшиеся во внутренней полости газопровода гидратообразования на его пропускную способность.

Область применения: применение полученных результатов исследования в профессиональной деятельности.

Экономическая эффективность/значимость работы: экономическое обоснование выбора ингибитора на основе стоимостных затрат.

					Реферат	Лист
						11
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Abstract

Final qualifying work of 16363 S, 42 Fig., 21 table., s., 52 sources.

Key words: HYDRATE FORMATION, THE CAPACITY OF THE PIPELINE, METHODS OF PREVENTION, GIDRATATINI, METHODS OF DEALING WITH HITRATE FORMATION.

The object of study is (are) the main gas pipeline. Purpose – the influence of gidratatini on the capacity of the pipeline. In the research process, were considered methods of gas preparation for transportation through the main gas pipeline (MG), for reducing mechanical impurities and the amount of water coming into the pipeline, studied methods of dealing with man-made hydrate formation in gas production and gas transportation systems. There is also a calculation of necessary consumption of inhibitor to prevent hydrate formation under various conditions of gas flow through the pipeline, calculate the length of possible hydrate plugs in the event of a failure of feed of inhibitor formation of hydrates in the pipeline, calculation of head losses due to friction in gas pipeline as the result of sugerativne the inner surface of the pipeline.

As a result of the study of the studied structure and mechanism of formation in the field of gas production, preparation and transport, the technologies of natural gas preparation for providing MG dry hydrate operation, hydrate plug removal technology, developed calculations of formation of hydrates on the internal walls of the gas pipeline with the help of programs written in FORTRAN.

The basic constructive, technological and technical-operational characteristics: describes how to influence the formed in the internal cavity of the pipeline hydrate formation in its capacity.

Application field: application of the research results in their professional activities.

Economic efficiency and significance of the work: the economic rationale for the selection of the inhibitor on

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Красуцкий С.П.			Abstract	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					12	163
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

газовые гидраты: Соединения включения, в которых молекулы газа заключены в кристаллические ячейки, состоящие из молекул воды, удерживаемых водородной связью.

ингибиторы гидратообразования: Вещества, сильно изменяющие (замедляющие) скорость роста гидратов.

ингибиторы гидратоотложения: Вещества, изменяющие консистенцию гидратной массы (т.е. делающие ее текучей, например, за счет диспергирования газовых гидратов в газожидкостном потоке) и/или меняющие условия адгезии (прилипания) гидратов к внутренним поверхностям промысловых коммуникаций (это и предупреждает отложение гидратов на внутренней стенке трубопровода).

вискеры: Прямолинейные или плавно изогнутые нити (иголки, а чаще целые колонии нитевидных кристаллов).

эксплуатационная продувка газопровода: Большое и сложное мероприятие, связанное с остановкой газопровода и сбрасыванием в атмосферу большого количества газа.

В данной работе применены следующие сокращения:

МГ – магистральный газопровод;

КС – компрессорная станция;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

СПХГ – станция подземного хранения газа;

ДЭГ – диэтиленгликоли;

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Красуцкий С.П.			Определения, обозначения, сокращения	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					13	163
Консульт.						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6А</i>		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

ТЭГ – триэтиленгликоли;
ЭГ – этиленгликоли;
НТС – низкотемпературная сепарация;
ПАВ – поверхностно-активные вещества;
ГРС – газораспределительная станция;
ГКМ – газоконденсатное месторождение;
ПДК – предельно-допустимая концентрация;
АВО – аппараты воздушного охлаждения.

					Определения, обозначения, сокращения	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		14

Оглавление

Обзор литературы.....	17
Введение.....	18
1. Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа.....	20
1.1 Структура гидратов, условия их образования	20
1.2 Механизм и скорость образования газовых гидратов, типы их кристаллизации	24
2 Расчетная часть.....	30
2.1 Расчет необходимого расхода ингибитора для предотвращения гидратообразования при различных условиях движения газа по газопроводу.....	30
2.2 Расчет длины возможной гидратной пробки в случае сбоя подачи ингибитора гидратообразования в газопровод	35
2.3 Расчет потерь напора на трение в газопроводе в результате загибачивания внутренней поверхности трубопровода	37
3. Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	50
3.1 Очистка газа от механических примесей	50
3.2 Осушка газа.....	55
3.2.1 Осушка газа твердыми поглотителями	61
3.2.2 Осушка газа жидкими поглотителями	63
3.2.3 Низкотемпературная сепарация.....	66
4 Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	68
4.2 Предупреждение образования гидратных пробок.....	70
4.2.1 Подогрев газа.....	72
4.2.2 Методы снижения давления.....	73
4.2.3 Ингибиторы газовых гидратов.....	75
4.2.4 Очистка внутренней поверхности магистрального газопровода.....	89
5. Моделирование образования гидратов на внутренней поверхности трубы... ..	98

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов					
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата	Оглавление			Литера	Лист	Листов
Разраб.		Красуцкий С.П.							15	163
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6А</i>		
Консульт.										
Рук-ль ООП		Бурков П.В.								

5.1	Постановка задачи об образовании гидратов на внутренней поверхности трубы	98
5.2	Программный комплекс gidrat_1D_01	102
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	108
6.1	Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	108
6.2	Календарный план проекта	111
6.3	SWOT-анализ.....	113
6.4	Расчет затрат для предотвращения гидратообразования.....	114
6.5	График финансирования	119
6.6	Экономическая эффективность обеспечения отдаленных районов метанолом для предотвращения гидратообразования.	120
7.	Социальная ответственность	125
7.1	Производственная безопасность.	126
7.1.1	Анализ опасных производственных факторов.....	127
7.2	Экологическая безопасность.....	136
7.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	138
7.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	139
	Заключение	142
	Список литературы	144
	Приложение 1	148

Обзор литературы

Одной из наиважнейших составляющих экономики нашего государства сегодня является добыча, транспортировка и продажа голубого топлива – газа. В связи с тем, что активно осваиваются месторождения Сибири и Крайнего Севера, где низкие температура пласта и суровый климат создают благоприятные условия для формирования гидратов, вопросы по борьбе и предотвращению гидратообразования стоят наиболее остро. [11]

Основным способом предотвращения образования гидратных пробок в газопроводе является осушка транспортируемого газа. [8] Кроме того для предупреждения формирования и удаления гидратов применяется подогрев газа, введение ингибиторов и снижения давления. [4]

В связи с обширностью вопроса гидратообразования на эту тему в разные годы написано большое количество публикаций, и вопрос не теряет своей актуальности.

Исследования о формировании гидратов, их структуре и их особенностях рассмотрены следующими авторами: Макогон Ю.Ф., Аксютин О.Е., Пономарев Г.В., Трофимук А.А.

Вопросы борьбы с гидратами и способы устранения гидратных пробок описаны в работах таких авторов как: Истомин В.А., Котляр И.Я., Тогашева А.Р., Жданова Н.В., Гриценко А.И., Коротаев Ю.П.

Кроме того, следует отметить что компания ОАО «Газпром» составляет внутренние нормативные документы по вопросам борьбы с гидратными отложениями в газопроводах и оборудовании что в очередной раз подтверждает важность рассматриваемого вопроса.

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Красуцкий С.П.			Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					17	163
Консульт.						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6А</i>		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Введение

Образование газовых гидратов возможно, как в системе добычи газа, а именно в призабойной зоне, в стволе скважин, во внутрипромысловых коллекторах и шлейфах, в системе промысловой и заводской подготовки газа, так и непосредственно в самой системе магистральных газопроводов. Процесс образования гидратов отрицательно влияет на работу вышеозначенных систем.

По причине гидратообразования затрудняется транспортировка газа по газопроводам большой протяженности, в частности на участках где скорость потока среды высокая. Также гидраты способны закупоривать полностью или частично сечение трубы, а это, в свою очередь, снижает пропускную способность газопровода и способствует возникновению зон высокого давления.

Вследствие продавливания гидратных пробок возможно возникновение на газораспределительных станциях газодинамических ударов ведущих к повреждению трубопроводов.

В связи с тем, что гидратообразование приводит к значительным осложнениям в ходе эксплуатации магистральных газопроводов и газовых месторождений, а также возникновению крупных аварий, вопросы предотвращения данных осложнений при относительно небольших затратах в настоящее время являются одним из актуальных научно-технических и производственных вопросов.

Согласно поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- исследовать структуру и причины появления гидратообразований на основе учебных пособий и периодических изданий научной литературы;
- рассмотреть современные технологии подготовки природного газа

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Красуцкий С.П.			Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					18	163
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

- для обеспечения безгидратной эксплуатации МГ;
- рассмотреть технологии удаления гидратных пробок в процессе эксплуатации МГ;
- произвести расчет необходимого расхода ингибитора для предотвращения гидратообразования при различных условиях движения газа по газопроводу, расчет длины возможной гидратной пробки в случае сбоя подачи ингибитора гидратообразования в газопровод, расчет потерь напора на трение в газопроводе в результате загидрачивания внутренней поверхности трубопровода.

					Введение	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

1. Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа

1.1 Структура гидратов, условия их образования

Все изученные газы при конкретных условиях давлений и температур формируют газогидраты, строение которых находится в зависимости от структуры газа, давлений и температур. Газогидраты могут неизменно находиться в широком спектре давлений и температур. Например, газогидрат метана формируется при давлении от $2 \cdot 10^{-8}$ до $2 \cdot 10^3$ МПа и температуре от 70 до 350 К.

Газовые гидраты – соединения включений, в которых молекула газа заключена в кристаллической ячейке, состоящей из молекулы воды, удерживаемой водородной связью. [2]

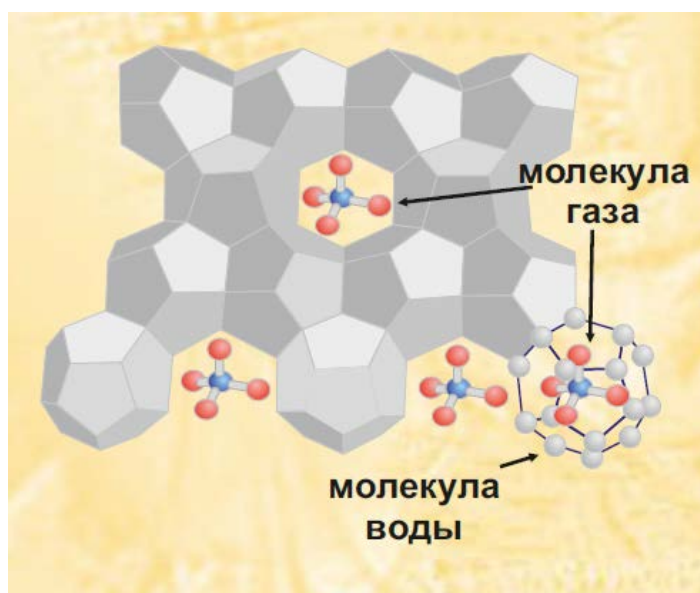


Рисунок 1.1 – Структура газовых гидратов [2]

Для формирования газогидрата необходимо: присутствие газа, воды, конкретное давление и температура одновременно. Химические взаимосвязи

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата		Литера	Лист	Листов
Разраб.		Красуцкий С.П.			Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа		20	163
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.				НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

между молекулами отсутствуют. Молекулы воды связаны водородной связью, легко распадающейся при снижении давления или увеличении температуры. При образовании газогидрата и формирование полостей они расширяются молекулами газа, заключенные в эти полости, а удельный объем воды в газогидратном состоянии увеличивается до 1,26 -1,32 см³/г (удельный объем воды в состоянии льда - 1,09 см³/г).

В зависимости от молекулярной характеристики и структуры внутренних ячеек гидраты газов обладают шестью различными формами и имеющих широкое распространение.

В зависимости от состояния и условий образования по виду гидраты имеют хорошо выраженные прозрачные кристаллы различных форм в своем основании. Газогидраты, образованные в турбулентном потоке, представляют собою бесформенную массу плотно спрессованного снега. Они обладают значительной сорбционной способностью и часто, присутствие сорбционной пленки жидких углеводородов на поверхности кристаллов способствует к тому, что они кажутся оплавленными (см. рис. 1.2).



Рисунок 1.2 – Внешний вид гидратообразований в промышленном трубопроводе [2]

В отличие ото льда, где молекулы воды с помощью водородных связей создадут круг из шести молекул, молекулы воды в гидратах соединяются в

					Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

пятиугольные плоскости и дополнительно объединяются с образование пространственные фигуры - додекаэдры. Лед не содержит полостей, в которых могли бы образоваться молекулы газов (кроме гелия и водорода). Элементарная ячейка гидрата газа состоит из установленного количества молекул газа и воды. Соотношение газа и воды находится в зависимости от объема молекул газа-образователя гидрата. В газогидратном состоянии один объем воды объединяет от 70 до 300 объемов газа в зависимости от характеристики исходного газа.

Предельное отношение количества молекул газа и воды гидратообразователя (величина n) при заполнении всех полостей решетки гидрата молекулами газа составляет 5,75 для структуры I и 17 – для структуры II. Однако в реальных условиях n может значительно возрастать вследствие частичного заполнения пустого пространства решётки гидрата молекулами газа-гидратообразователя. Величина n зависит от давления и температуры гидратообразования.

В практических условиях добычи и транспортирования природных газов за частую образуются смешанные гидраты. В их состав входят двойные гидратструктуры II, большие из полостей, которых заняты изобутаном и пропаном, а меньшие – сероводородом, метаном, углекислотой и другими газами, а также простые гидраты структуры I, состоящие из сероводорода, углекислоты, метана, этана, и т. д., – при их избытке.

Состав газа обуславливает условия формирования гидратов – чем больше молекулярные массы индивидуальных газов или смесь газов, тем меньше требуемое давление для создания гидрата при одной и той же температуре. Присутствие кислых газов в смеси увеличивает опасность гидратообразования. При полном насыщении природного (попутного) газа влагой происходит гидратообразование на границе газ-вода. [1]

При наличии центров кристаллизации в объеме воды активно создадутся гидраты и растворенный газ отчасти включается в состав гидратов. [3]

					Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа	Лист
						22
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Обстоятельства образования гидратов природных и попутных нефтяных газов обуславливается давлением, температурой и составом газа и воды.

Для гидратов, образующихся из индивидуальных воды и газа, имеющих название – простые, наглядно представлены условия, описанные кривыми в координатах: давление – температура.

На рис. 1.3 для природных газов приведены равновесные кривые разной плотности по воздуху в зависимости от температур и давлений. Выбор одного параметра, а именно температуры, определяет параметр давление. Пространство по левую сторону от соответственных кривых считается зоной присутствия гидратов.

При анализе рис. 1.3 приходим к выводу, что чем больше плотность газа, тем больше значение температура гидратообразования.

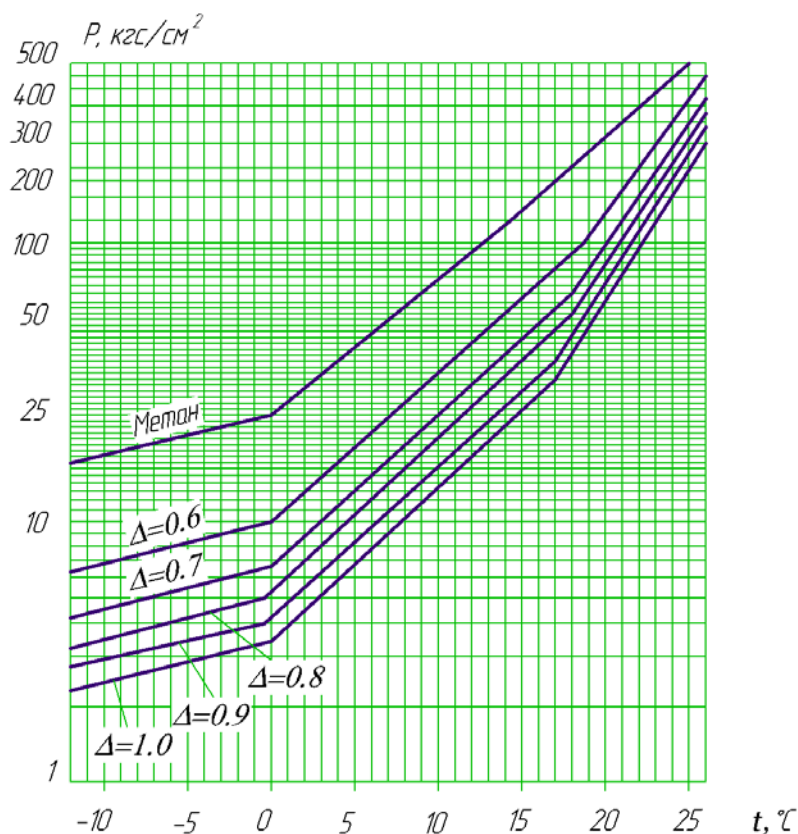


Рисунок 1.3 – Равновесные кривые формирования газогидратов природных газов в зависимости от давления и температуры [5]

					Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		23

Описанная зависимость справедлива только в случае, когда все компоненты гидратообразования участвуют в увеличении плотности газа. Если плотность газа увеличится за счет компонентов, не участвующих в гидратообразовании, то температура понизится.

В практических условиях при образовании гидратов их структура в своем большинстве различается с идеальной. Реальное строение гидрата зависит от большого числа факторов, основные из которых это состав газа и воды, температура гидратообразования, давление, степень заполнения пространства кристаллической решетки молекулами газа, скорость отведения тепла, образующегося при кристаллизации гидрата.

При появлении центров кристаллизаций на поверхности контакта газ - вода начинает происходить формирование газогидратов. Контакт газ-вода может являться границей раздела фаз в трубопроводе или скважине, поверхностью пузырька, находящегося в жидкости, или каплей жидкости в газе, влажной глинистой частицей, сохранившейся на поверхности лифта.

Скорость формирования кристаллов газового гидрата определяется скоростью проникновения молекулы воды сквозь газогидратную пленку и скоростью диффузии воды в газе, например, рост кристаллов гидрата метана, в газовой среде больше, чем в воде. Молекулы воды, имеющих размер меньше, чем размер молекул метана, интенсивно диффундируют через гидратную пленку. Скорость увеличения кристаллов гидрата значительно находится в зависимости и от скорости создания свободной поверхности контакта газ - вода, т.е. от степени турбулизации газо-водяного потока. [4]

1.2 Механизм и скорость образования газовых гидратов, типы их кристаллизации

Процедура формирования газогидратов состоит из следующих этапов: 1) формирование зародыша кристаллизации; 2) образование кристаллов гидрата около зародышей.

					Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		24

Создание зародышей кристаллогидрата обыкновенно происходит на поверхности газ – вода. Образование и увеличение кристаллогидрата в присутствии зародышей кристаллизации способен образовываться как поверхностно-пленочным гидратом, т.е. появляться как в свободной плоскости контакта газ – вода, так и объемно-диффузным гидратом, т.е. появляться в объеме газа или объеме воды.

Рост поверхностно-контактного гидрата характеризуется значительной скоростью, устанавливающейся кинетическими характеристиками и скоростью отведения тепла, распределяемого при кристаллизации. Скорость объемно-диффузионного образования газогидрата обуславливается в первую очередь скоростью диффузии гидратообразователя к поверхности формирования кристаллогидрата. Диффузия гидратообразователя к поверхности происходит как через пленку гидрата на разделе воды и газа, так и из газового потока, который содержит пары воды, летучестью выше летучести паров воды над газогидратом.

Формирование зародыша кристаллизации газа наиболее проще совершается на свободной поверхности контакта газ – вода. Поверхность контакта газа и воды в предкристаллизационный период представляет собой структурную поверхность, состоящую из торосистого нагромождения разрозненных «кипящих» кластеров (см. рис.1.4).

					Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		25

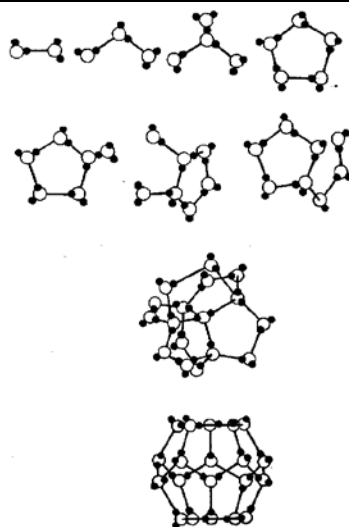


Рисунок 1.4 – Форма ассоциатов воды [3]

В отдельных кластерах воды располагаются «сорбированные» молекулы растворенных газов. Число молекул газа, содержащихся в воде, максимально непосредственно у поверхности контакта газа и воды, т. е. поверхностный слой пересыщен молекулами газа. В свою очередь, газовая среда, непосредственно прилегающая к поверхности воды, пересыщена молекулами воды, вылетающими из объема воды под действием кинематической энергии и обратно притягиваемых к воде вследствие недостаточно высокой их энергии.

На поверхности контакта газ – вода существует переходной слой, в котором в пресыщенном состоянии присутствует вода и газ. При соответствующих термодинамических условиях именно в этом промежуточном слое происходит формирование зародышей кристаллизации, происходит фиксация положения молекул воды и газа в кристаллическое состояние. При последующем росте разницы химических потенциалов протекает процедура создания газогидрата посредством поочередной сорбции молекул воды и газа и рост слоев из элементарных кристаллических решеток. Процедура формирования газогидратной пленки на поверхности раздела газ – вода протекает до полного перекрытия свободной поверхности воды.

Около зародышей кристаллизации газогидрат увеличивается в виде кольцевых пленок, покрывающих свободную поверхность раздела газ – вода.

					Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		26

Радиальная скорость формирования газогидратной пленки на свободной поверхности относительно велика и достигает сотен микрон в секунду. Она остается постоянной для данных термодинамических условий. С повышением давления, с уменьшением удельного объема газа, с повышением переохлаждения, т. е. с увеличением структурирования воды, скорость формирования поверхностно-пленочного газогидрата растет.

После формирования газогидратной пленки по всей свободной поверхности контакта газ – вода ход образования гидрата из поверхностно-пленочного переводится в объемно-диффузионный, когда образователь гидрата диффундирует сквозь пленку сформировавшегося газогидрата. В первую стадию скорость объемно-диффузионного формирования достаточно велика, так как в этот период наиболее тонкая, разделяющая гидратообразователи, пленка. Кроме того, в начальный период происходит подток диффундирующего гидратообразователя из пересыщенного переходного слоя. С возрастанием толщины гидратной пленки на поверхности раздела в замкнутом сосуде скорость образования гидрата объемно-диффузионным способом имеет экспоненциально-затухающий характер.

Если пары воды находятся в однофазном насыщенном состоянии (т. е. отсутствует контакт газа и жидкой воды), механизм образования гидрата имеет несколько иной характер. Пары воды в предконденсационный период также формируются в кластеры, состоящие из цепочек и ячеек льдоподобной структуры. При соответствующих термодинамических условиях кластеры воды вступают в фиксированную связь с молекулами газа и между собой, формируя основание зародышей кристаллизации, вокруг которого происходит образование зародышей кристаллизации и рост гидрата.

В области температур 0°C , когда имеется лед, процесс формирования зародышей кристаллогидрата, вероятно, идет на его поверхности. На основе зародышей идет развитие гидрата. При движении газового потока над

					Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

поверхностью льда содержание в нем паров воды не может превышать величину, соответствующую упругости паров воды над льдом. Для образования гидратов в этих условиях химический потенциал гидратообразователя должен быть ниже, чем химический потенциал молекул воды в состоянии льда. Если при движении газового потока над поверхностью гидрата или льда химический потенциал воды, содержащейся в газовом потоке, ниже, чем химический потенциал в гидрате, то произойдет сублимация гидрата или льда.

При диспергировании сжиженного газа-гидратообразователя в среде, недонасыщенной парами воды, формирование зародышей и развитие кристаллогидрата происходят в локальных зонах переохлаждения, образуемых при интенсивном испарении диспергированного гидратообразователя. При создании необходимой депрессии химических потенциалов для воды в зонах переохлаждения происходит формирование твердой фазы – зародышей кристаллизации. При достижении ими критического размера процесс гидратообразования развивается как адсорбционный.

В результате экспериментов с природными газами были отмечены факты начала процесса гидратообразования в объеме жидкой воды – на поверхности контакта воды со стенками камеры. При этом гидрат имел локальное распространение или покрывал всю поверхность камеры, занятую жидкой водой. Начало процесса образования гидрата от стенки может начаться как в большом объеме жидкой воды, так и в капле или пленке, сконденсировавшейся из газа на стенке камеры.

Если над зародышами кристаллизации имеется слой жидкой воды, то обычно растут нитевидные вискерные кристаллы. Вискеры – кристаллы, растущие от основания, когда «питательное» вещество (в нашем случае молекулы воды и газа) во время образования гидрата поступает в одно и то же геометрическое место, т. е. к основанию кристалла (кристалл как бы выжимается из своего основания). Форма вискерообразователей независимо от состава газа – это

					Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		28

прямолинейные или плавно изогнутые нити (иголки, а чаще целые колонии нитевидных кристаллов) (рис.1.5).



Рисунок 1.5 – Массивные кристаллы гидрата метана, образованные в газовой среде из паров воды (86 атм., 3,3 °С) [6]

При висцерном росте кристаллогидрата следует исходить не из жесткой связи молекул, а из фиксировано упругой, когда слои молекул могут расклиниваться на определенную величину щели, не нарушая кристалла в целом. Образующаяся щель является идеальным сорбционным каналом, через который вытягиваются молекулы гидратообразователя. Так как геометрическая поверхность сорбционного канала представлена гидратом – четким чередованием молекул газа и воды, обладающим наиболее выгодным уровнем энергии связи, то и сорбируемые молекулы поступают и фиксируются в таком порядке, когда требуются минимальные энергетические затраты на продолжение процесса. [1]

					Механизм появления гидратообразований в системах транспорта газа	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		29

Согласно номограмме (см. рис.2.1) количество влаги в начале газопровода, кг на 1000 м³:

- 1-ое условие $W_1 = 1,5$ кг;
- 2-ое условие $W_1 = 1$ кг;
- 3-е условие $W_1 = 0,9$ кг.

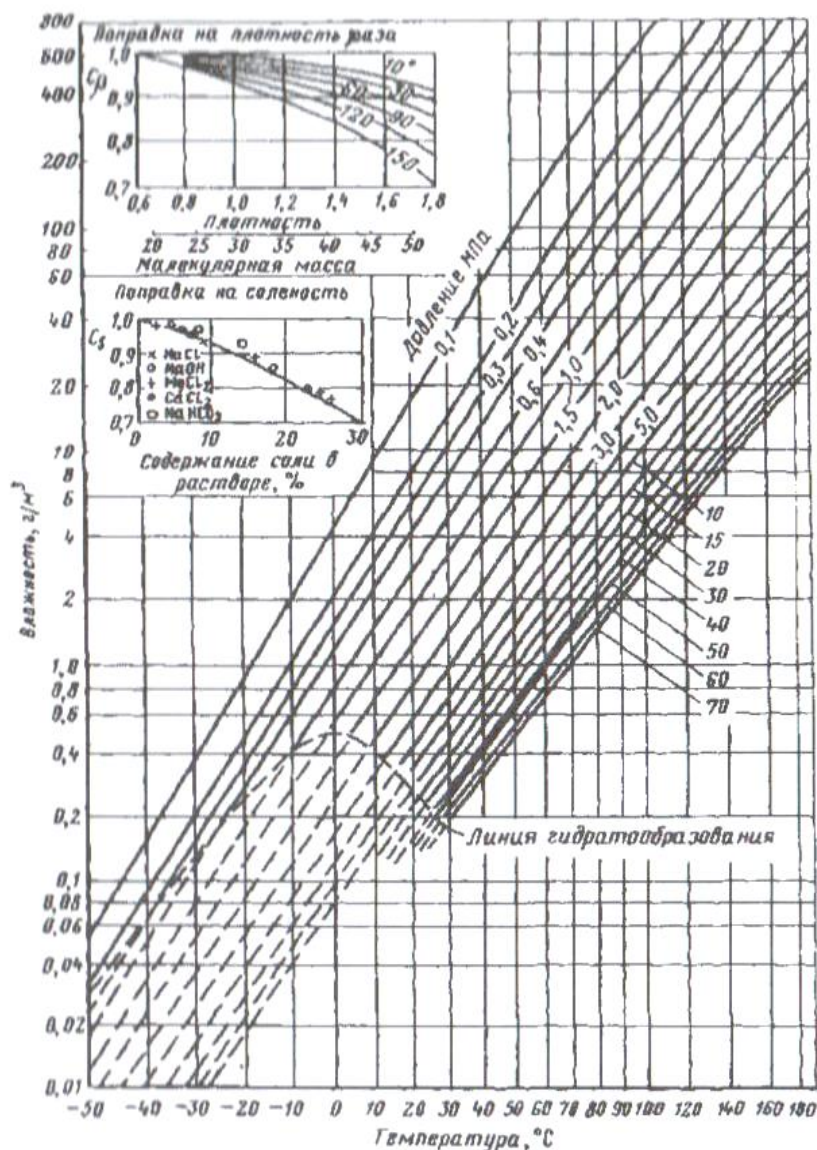


Рисунок 2.1 – Номограмма равновесного содержания водяного пара в природном газе [18]

Количество влаги в конце газопровода, кг на 1000 м³:

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

- 1-ое условие $W_2 = 1$ кг;
- 2-ое условие $W_2 = 0,8$ кг;
- 3-е условие $W_2 = 0,7$ кг.

Разность $W_1 - W_2$ даст количество воды, конденсирующейся на каждых 1000 м^3 газа:

- 1-ое условие $\Delta W = W_1 - W_2 = 1,5 - 1 = 0,5$ кг;
- 2-ое условие $\Delta W = W_1 - W_2 = 1 - 0,8 = 0,2$ кг;
- 3-е условие $\Delta W = W_1 - W_2 = 0,9 - 0,7 = 0,2$ кг.

Температура начала образования гидратов определяется из графика (рис. 2.2). Для нашего случая она будет:

- 1-ое условие $+2,5 \text{ }^\circ\text{C}$;
- 2-ое условие $+5 \text{ }^\circ\text{C}$;
- 3-е условие $+1 \text{ }^\circ\text{C}$.

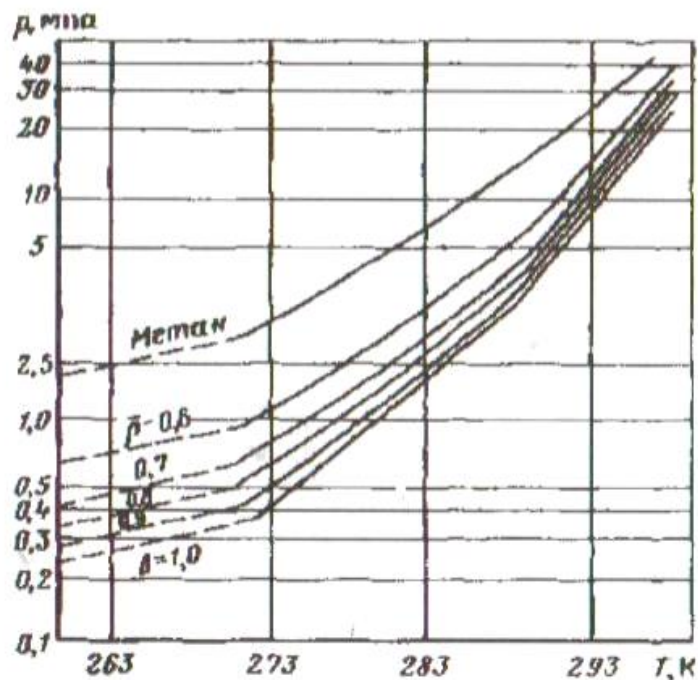


Рисунок 2.2 – Зависимости для определения равновесных условий начала образования гидратов для природных газов разной относительной плотности

[18]

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		32

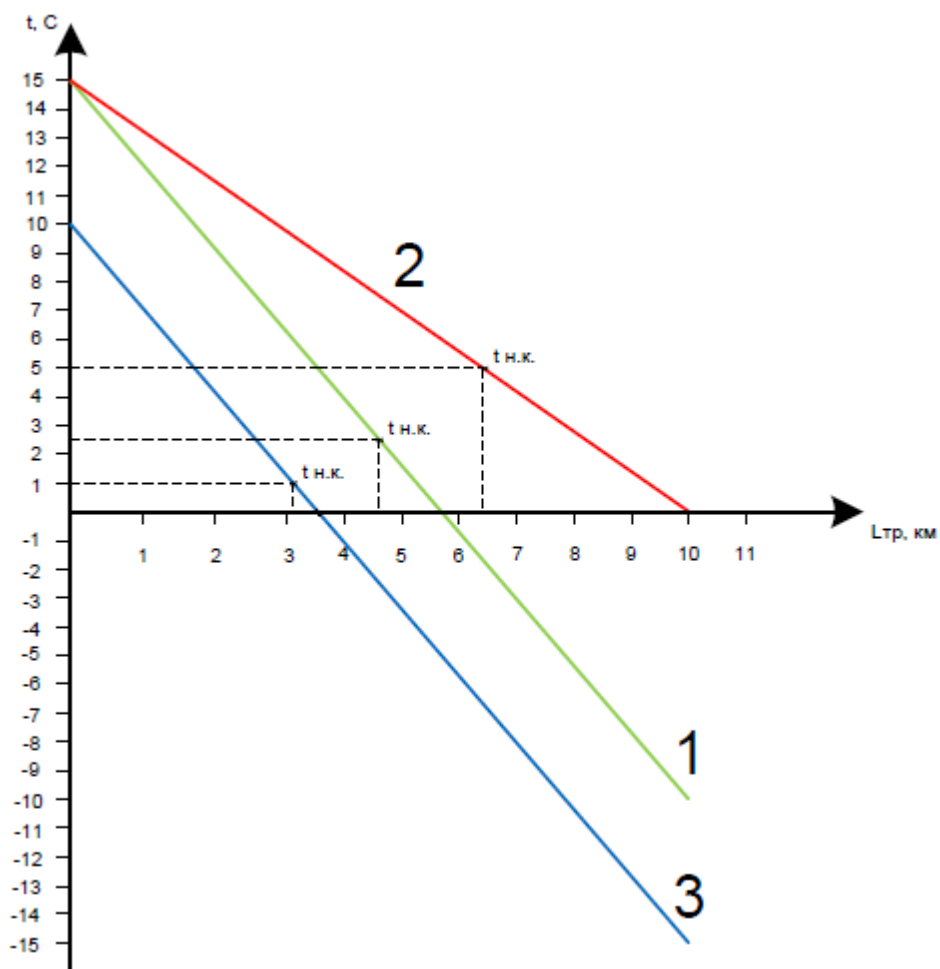


Рисунок 2.3 – Точка начала образования гидратов по длине газопровода [18]

Характерные места образования гидратоотложений в магистральном газопроводе (рис. 2.4): тройники, отводы, углы поворота МГ, нижние точки газопровода (подводный переход), коллекторы и т.д.

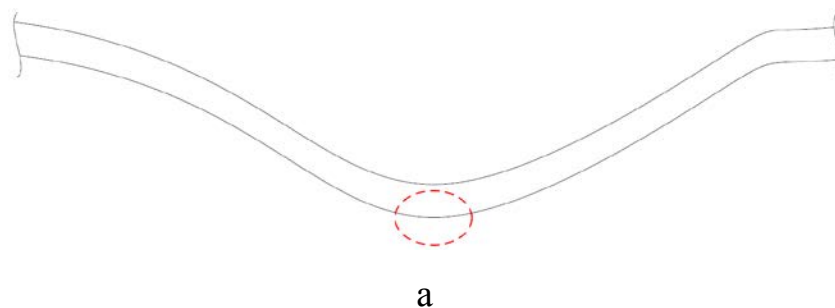
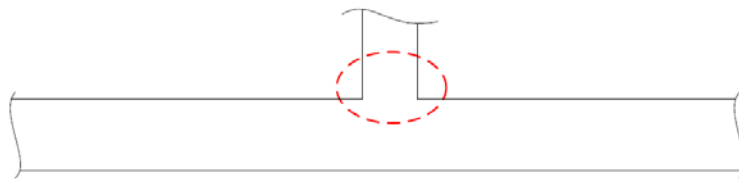
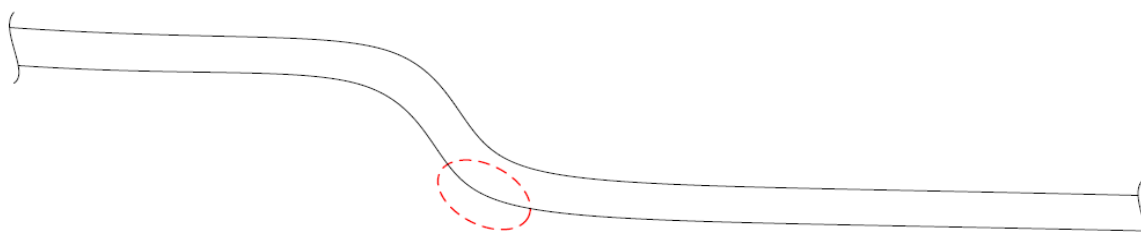


Рисунок 2.4 – Характерные места образования гидратов: а – подводный переход, б – тройник, в – угол поворота МГ [16]

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		33



б



в

Рисунок 2.4(Продолжение) – Характерные места образования гидратов:

а – подводный переход, б – тройник, в – угол поворота МГ [16]

Величина понижения равновесной температуры Δt , для метанола:

1-ое условие $\Delta t = 2,5 - 10 = 12,5 \text{ } ^\circ\text{C}$;

2-ое условие $\Delta t = 5 - 0 = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$;

3-е условие $\Delta t = 1 - 0 = 1 \text{ } ^\circ\text{C}$.

По графику (рис. 2.5) находим что, для:

1-ое условие $\Delta t = 12,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ концентрация отработанного раствора метанола равна 23% масс.;

2-ое условие $\Delta t = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$ концентрация отработанного раствора метанола равна 11% масс.;

3-е условие $\Delta t = 1 \text{ } ^\circ\text{C}$ концентрация отработанного раствора метанола равна 3% масс.

По уравнению 2.1 определяем удельный расход:

1-ое условие 95%-ного раствора метанола $q = 0,5 \cdot 23 / (95 - 23) = 0,16 \text{ кг на } 1000 \text{ м}^3$;

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		34

2-ое условие 93%-ного раствора метанола $q = 0,2 \cdot 11 / (93 - 11) = 0,03$ кг на 1000 м³;

3-е условие 90%-ного раствора метанола $q = 0,2 \cdot 3 / (90 - 3) = 0,001$ кг на 1000 м³.

Тогда суточный расход ингибитора составит:

1-ое условие $q_{\text{сут}} = 0,16 \cdot 800 = 128$ кг;

2-ое условие $q_{\text{сут}} = 0,03 \cdot 850 = 25,5$ кг;

3-е условие $q_{\text{сут}} = 0,001 \cdot 940 = 0,94$ кг.

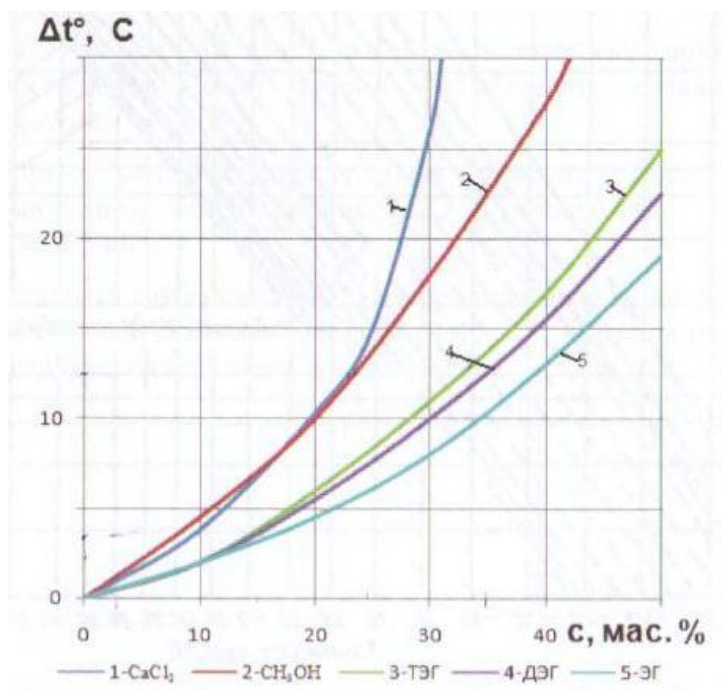


Рисунок 2.5 – Снижение температуры гидратообразования в зависимости от концентрации отработанного ингибитора [11]

2.2 Расчет длины возможной гидратной пробки в случае сбоя подачи ингибитора гидратообразования в газопровод

Произведем расчет массы образовавшихся гидратоотложений за сутки. В расчетах выше мы определили количество воды, конденсирующейся на каждые 1000 м³ газа:

1-ое условие $\Delta W = 0,5$ кг;

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		35

2-ое условие $\Delta W = 0,2$ кг;

3-е условие $\Delta W = 0,2$ кг.

Рассмотрим гидратообразования метана, формула которых $\text{CH}_4 * 6 \text{H}_2\text{O}$.

Тогда масса гидратоотложений будет равна:

- **1-ое условие** $b - 0,5$
 $1 - x$

$x = 0,5/6 = 0,083$, тогда масса гидратов $0,083+0,5=$ **0,583** кг на 1000 м^3 ;

- **2-ое условие** $b - 0,2$
 $1 - x$

$x = 0,2/6 = 0,033$, тогда масса гидратов $0,033+0,2=$ **0,233** кг на 1000 м^3 ;

- **3-е условие** $b - 0,2$
 $1 - x$

$x = 0,2/6 = 0,033$, тогда масса гидратов $0,033+0,2=$ **0,233** кг на 1000 м^3 .

Масса гидратоотложений выделившихся за сутки, исходя из количества транспортируемого газа (см.таб. 2.1):

- **1-ое условие** $0,583*800 = 466,4$ кг/сут;
- **2-ое условие** $0,233*850 = 198,05$ кг/сут;
- **3-е условие** $0,233*940 = 219,02$ кг/сут.

Исходя из того, что масса 1 м^3 гидрата равна 913 кг. [18] Находим объем гидратоотложений за сутки:

- **1-ое условие** $V_{\text{гид}} = 0,51 \text{ м}^3$;
- **2-ое условие** $V_{\text{гид}} = 0,22 \text{ м}^3$;
- **3-е условие** $V_{\text{гид}} = 0,24 \text{ м}^3$.

Можем определить длину возможной гидратной пробки. Рассмотрим газопровод диаметром 1020 мм. Объем одного метра трубы диаметром 1020 мм

$$V = (3,14 * d^2)/4 * l = 0,817 \text{ м}^3 \quad (2.2)$$

Длина гидратной пробки в газопроводе составляет (см. рис. 2.6):

- **1-ое условие** $L_{\text{гид}} = 0,62$ м;
- **2-ое условие** $L_{\text{гид}} = 0,27$ м;

					Расчетная часть	Лист
						36
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- 3-е условие $L_{гид} = 0,29$ м.

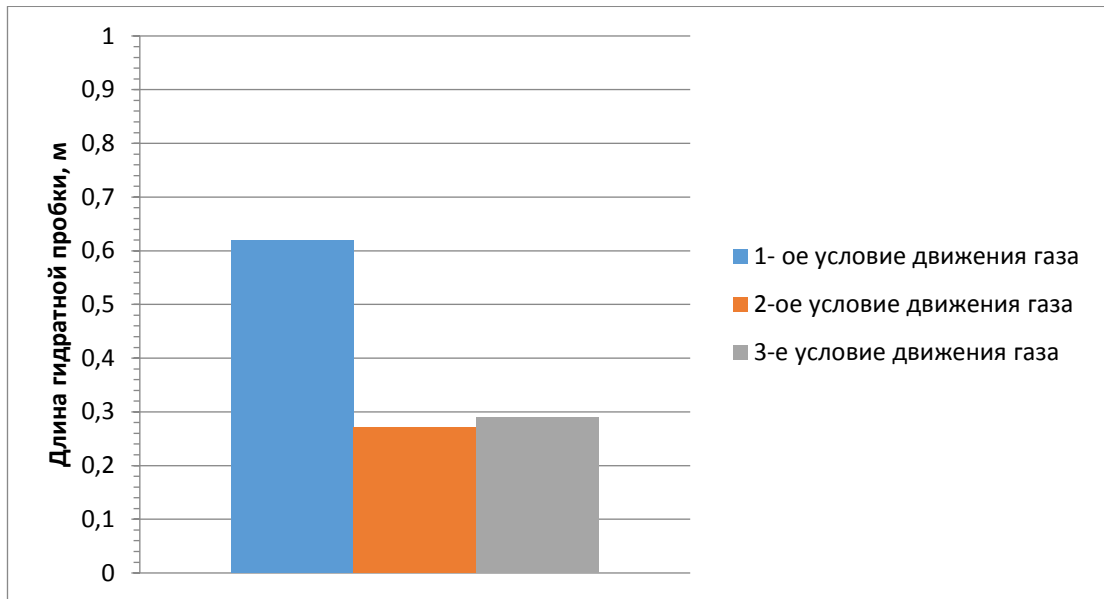


Рисунок 2.6 – Длина возможной гидратной пробки в газопроводе диаметром 1020 мм, при различных условиях движения газа[13]

2.3 Расчет потерь напора на трение в газопроводе в результате загирачивания внутренней поверхности трубопровода

Чтобы ответить на вопрос, как влияет гидратообразование на пропускную способность газопровода, нужно найти отношение потерь напора на трение в трубопроводе с гидратообразованиями к потерям газопровода без них:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} * \frac{d_1}{d_2} * \frac{W_2^2}{W_1^2} \quad (2.3)$$

Произведем расчет потерь напора на трение в газопроводе диаметром 1020 мм, толщина стенки 10 мм при транспортировке различных по составу газов.

1) Условно принимаем, что толщина слоя загирачивания составляет **5% от внутреннего диаметра**. Тогда внутренний диаметр газопровода будет равен:

$$d_1 = 1020 - 2 * 10 = 1000 \text{ мм} \quad (2.4)$$

Диаметр газопровода после загирачивания:

					Расчетная часть	Лист
						37
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$d_2 = 1000 - 50 = 950 \text{ мм} \quad (2.5)$$

Производительность газопровода вычисляется по формуле:

$$Q = W * S \quad , \quad (2.6)$$

где W – скорость движения газа, м/с. Принимаем по [19], скорость движения газа 25 м/с для газопроводов высокого давления.

S – площадь поперечного сечения газопровода, м².

$$Q = 25 * 0,785 = 19,625 \text{ м}^3/\text{с}$$

Скорость потока газа в трубопроводе без отложений:

$$W_1 = \frac{Q}{S_1} = \frac{19,625}{0,785 * 1^2} = 25 \text{ м/с} \quad (2.7)$$

Скорость потока газа в загидраченном газопроводе:

$$W_2 = \frac{Q}{S_2} = \frac{19,625}{0,785 * 0,95^2} = 27,64 \text{ м/с} \quad (2.8)$$

При транспортировке среды составом – метан CH_4 100%:

Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{W_1 * d_1}{\nu} \quad (2.9)$$

где ν – кинематическая вязкость метана, м²/с.

$$Re_1 = \frac{25 * 1}{0,0133} = 1879,7$$

$$Re_2 = \frac{27,64 * 0,95}{0,0133} = 1974,2$$

Определим режим движения:

$Re \leq 2300$ – ламинарный режим для обоих трубопроводов, то:

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (2.10)$$

$$\lambda_1 = \frac{64}{1879,7} = 0,034$$

$$\lambda_2 = \frac{64}{1974,2} = 0,032$$

Следовательно:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} * \frac{d_1}{d_2} * \frac{W_2^2}{W_1^2} = 0,941 * 1,05 * 1,22 = 1,21$$

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		38

При толщине слоя загирачивания 5% от внутреннего диаметра (транспортировка – метан CH_4 100%), потери напора на трение в загираченном газопроводе увеличатся в 1,21 раза. При транспортировке среды составом – метан CH_4 - 90%; этан C_2H_6 - 10%:

Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{W_1 * d_1}{\nu}$$

где ν – кинематическая вязкость смеси газов, $\text{м}^2/\text{с}$.

Кинематическую вязкость смеси газов рассчитываем по методу аддитивности:

$$\nu = (\nu_1 * 0,9) + (\nu_2 * 0,1) \quad (2.11)$$

где ν_1, ν_2 – кинематическая вязкость метана и этана соответственно, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$\nu = (0,0133 * 0,9) + (0,0059 * 0,1) = 0,01197 + 0,00059 = 0,01256 \text{ м}^2/\text{с}$$

Отсюда:

$$Re_1 = \frac{25 * 1}{0,01256} = 1990$$

$$Re_2 = \frac{27,64 * 0,95}{0,01256} = 2091$$

Определим режим движения:

$Re \leq 2300$ – ламинарный режим для обоих трубопроводов, то:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

$$\lambda_1 = \frac{64}{1990} = 0,032$$

$$\lambda_2 = \frac{64}{2091} = 0,031$$

Следовательно:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} * \frac{d_1}{d_2} * \frac{W_2^2}{W_1^2} = 0,969 * 1,05 * 1,22 = 1,24$$

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		39

При толщине слоя загидрачивания 5% от внутреннего диаметра (транспортировка среды составом – метан CH_4 - 90%; этан C_2H_6 - 10%), потери напора на трение в загидраченном газопроводе увеличатся в 1,24 раза.

При транспортировке среды составом – метан CH_4 - 89%; этан C_2H_6 - 6%; пропан C_3H_8 – 3%; CO_2 – 2%:

Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{W_1 * d_1}{\nu}$$

где ν – кинематическая вязкость смеси газов, $\text{м}^2/\text{с}$.

Кинематическую вязкость смеси газов рассчитываем по методу аддитивности:

$$\nu = (\nu_1 * 0,89) + (\nu_2 * 0,06) + (\nu_3 * 0,03) + (\nu_4 * 0,02) \quad (2.12)$$

где $\nu_1, \nu_2, \nu_3, \nu_4$ – кинематическая вязкость метана, этана, пропана, окиси углерода соответственно, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$\begin{aligned} \nu &= (0,0133 * 0,89) + (0,0059 * 0,06) + (0,0036 * 0,03) + (0,0064 * 0,02) = \\ &0,01193 + 0,000354 + 0,000108 + 0,000128 = 0,01252 \text{ м}^2/\text{с} \end{aligned}$$

Отсюда:

$$Re_1 = \frac{25 * 1}{0,01252} = 1997$$

$$Re_2 = \frac{27,64 * 0,95}{0,01252} = 2097$$

Определим режим движения:

$Re \leq 2300$ – ламинарный режим для обоих трубопроводов, то:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

$$\lambda_1 = \frac{64}{1997} = 0,032$$

$$\lambda_2 = \frac{64}{2097} = 0,030$$

Следовательно:

					Расчетная часть	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} * \frac{d_1}{d_2} * \frac{W_2^2}{W_1^2} = 0,938 * 1,05 * 1,22 = 1,2$$

При толщине слоя загирачивания 5% от внутреннего диаметра (транспортировка среды составом – метан CH_4 - 89%; этан C_2H_6 - 6%; пропан C_3H_8 – 3%; CO_2 – 2%), потери напора на трение в загираченном газопроводе увеличатся в 1,2 раза.

2) Условно принимаем, что толщина слоя загирачивания составляет **10% от внутреннего диаметра**. Тогда внутренний диаметр газопровода будет равен:

$$d_1 = 1020 - 2 * 10 = 1000 \text{ мм}$$

Диаметр газопровода после загирачивания:

$$d_2 = 1000 - 100 = 900 \text{ мм}$$

Скорость потока газа в трубопроводе без отложений:

$$W_1 = \frac{Q}{S_1} = \frac{19,625}{0,785 * 1^2} = 25 \text{ м/с}$$

Скорость потока газа в загираченном газопроводе:

$$W_2 = \frac{Q}{S_2} = \frac{19,625}{0,785 * 0,9^2} = 30,86 \text{ м/с}$$

При транспортировке среды составом – метан CH_4 100%:

Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{W_1 * d_1}{\nu}$$

где ν – кинематическая вязкость метана, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$Re_1 = \frac{25 * 1}{0,0133} = 1879,7$$

$$Re_2 = \frac{30,86 * 0,9}{0,0133} = 2088$$

Определим режим движения:

$Re \leq 2300$ – ламинарный режим для обоих трубопроводов, то:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		41

$$\lambda_1 = \frac{64}{1879,7} = 0,034$$

$$\lambda_2 = \frac{64}{2088} = 0,031$$

Следовательно:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} * \frac{d_1}{d_2} * \frac{W_2^2}{W_1^2} = 0,912 * 1,11 * 1,52 = 1,54$$

При толщине слоя загидрачивания 10% от внутреннего диаметра (транспортировка – метан CH_4 100%), потери напора на трение в загидраченном газопроводе увеличатся в 1,54 раза.

При транспортировке среды составом – метан CH_4 - 90%; этан C_2H_6 - 10%:

Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{W_1 * d_1}{\nu}$$

где ν – кинематическая вязкость смеси газов, $\text{м}^2/\text{с}$.

Кинематическую вязкость смеси газов рассчитываем по методу аддитивности:

$$\nu = (\nu_1 * 0,9) + (\nu_2 * 0,1)$$

где ν_1, ν_2 – кинематическая вязкость метана и этана соответственно, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$\nu = (0,0133 * 0,9) + (0,0059 * 0,1) = 0,01197 + 0,00059 = 0,01256 \text{ м}^2/\text{с}$$

Отсюда:

$$Re_1 = \frac{25 * 1}{0,01256} = 1990$$

$$Re_2 = \frac{30,86 * 0,9}{0,01256} = 2211$$

Определим режим движения:

$Re \leq 2300$ – ламинарный режим для обоих трубопроводов, то:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

					Расчетная часть	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$\lambda_1 = \frac{64}{1990} = 0,032$$

$$\lambda_2 = \frac{64}{2211} = 0,029$$

Следовательно:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} * \frac{d_1}{d_2} * \frac{W_2^2}{W_1^2} = 0,906 * 1,11 * 1,52 = 1,53$$

При толщине слоя загирачивания 10% от внутреннего диаметра (транспортировка среды составом – метан CH_4 - 90%; этан C_2H_6 - 10%), потери напора на трение в загираченном газопроводе увеличатся в 1,53 раза.

При транспортировке среды составом – метан CH_4 - 89%; этан C_2H_6 - 6%; пропан C_3H_8 – 3%; CO_2 – 2%:

Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{W_1 * d_1}{\nu}$$

где ν – кинематическая вязкость смеси газов, $\text{м}^2/\text{с}$.

Кинематическую вязкость смеси газов рассчитываем по методу аддитивности:

$$\nu = (\nu_1 * 0,89) + (\nu_2 * 0,06) + (\nu_3 * 0,03) + (\nu_4 * 0,02)$$

где $\nu_1, \nu_2, \nu_3, \nu_4$ – кинематическая вязкость метана, этана, пропана, окиси углерода соответственно, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$\nu = (0,0133 * 0,89) + (0,0059 * 0,06) + (0,0036 * 0,03) + (0,0064 * 0,02) = 0,01193 + 0,000354 + 0,000108 + 0,000128 = 0,01252 \text{ м}^2/\text{с}$$

Отсюда:

$$Re_1 = \frac{25 * 1}{0,01252} = 1997$$

$$Re_2 = \frac{30,86 * 0,90}{0,01252} = 2218$$

Определим режим движения:

					Расчетная часть	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$Re \leq 2300$ – ламинарный режим для обоих трубопроводов, то:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

$$\lambda_1 = \frac{64}{1997} = 0,032$$

$$\lambda_2 = \frac{64}{2218} = 0,029$$

Следовательно:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} * \frac{d_1}{d_2} * \frac{W_2^2}{W_1^2} = 0,906 * 1,11 * 1,52 = 1,53$$

При толщине слоя загидрачивания 10% от внутреннего диаметра (транспортировка среды составом – метан CH_4 - 89%; этан C_2H_6 - 6%; пропан C_3H_8 – 3%; CO_2 – 2%), потери напора на трение в загидраченном газопроводе увеличатся в 1,53 раза.

3) Условно принимаем, что толщина слоя загидрачивания составляет **15% от внутреннего диаметра**. Тогда внутренний диаметр газопровода будет равен:

$$d_1 = 1020 - 2 * 10 = 1000 \text{ мм}$$

Диаметр газопровода после загидрачивания:

$$d_2 = 1000 - 150 = 850 \text{ мм}$$

Скорость потока газа в трубопроводе без отложений:

$$W_1 = \frac{Q}{S_1} = \frac{19,625}{0,785 * 1^2} = 25 \text{ м/с}$$

Скорость потока газа в загидраченном газопроводе:

$$W_2 = \frac{Q}{S_2} = \frac{19,625}{0,785 * 0,85^2} = 34,6 \text{ м/с}$$

При транспортировке среды составом – метан CH_4 100%:

Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{W_1 * d_1}{\nu}$$

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

где V – кинематическая вязкость метана, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$Re_1 = \frac{25 \cdot 1}{0,0133} = 1879,7$$

$$Re_2 = \frac{34,6 \cdot 0,85}{0,0133} = 2211$$

Определим режим движения:

$Re \leq 2300$ – ламинарный режим для обоих трубопроводов, то:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

$$\lambda_1 = \frac{64}{1879,7} = 0,034$$

$$\lambda_2 = \frac{64}{2211} = 0,029$$

Следовательно:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} * \frac{d_1}{d_2} * \frac{W_2^2}{W_1^2} = 0,853 * 1,18 * 1,92 = 1,93$$

При толщине слоя загидрачивания 15% от внутреннего диаметра (транспортировка – метан CH_4 100%), потери напора на трение в загидраченном газопроводе увеличатся в 1,93 раза.

При транспортировке среды составом – метан CH_4 - 90%; этан C_2H_6 - 10%:

Параметр Рейнольдса:

$$Re_1 = \frac{W_1 * d_1}{\nu}$$

где V – кинематическая вязкость смеси газов, $\text{м}^2/\text{с}$.

Кинематическую вязкость смеси газов рассчитываем по методу аддитивности:

$$\nu = (\nu_1 * 0,9) + (\nu_2 * 0,1)$$

где ν_1, ν_2 – кинематическая вязкость метана и этана соответственно, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$\nu = (0,0133 * 0,9) + (0,0059 * 0,1) = 0,01197 + 0,00059 = 0,01256 \text{ м}^2/\text{с}$$

					Расчетная часть	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Отсюда:

$$Re_1 = \frac{25 * 1}{0,01256} = 1990$$

$$Re_2 = \frac{34,6 * 0,85}{0,01256} = 2341$$

Определим режим движения. Для газопровода без гидратоотложений:

$Re \leq 2300$ – ламинарный режим, то:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

$$\lambda_1 = \frac{64}{1990} = 0,032$$

Для газопровода с гидратоотложениями:

$$10 \frac{d}{\Delta} \geq Re > 2300 \text{ – турбулентный, зона Блазиуса}$$

Для зоны Блазиуса:

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{Re^{0.25}} \quad (2.13)$$

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{2341^{0.25}} = \frac{0,3164}{6,956} = 0,045$$

Следовательно:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} * \frac{d_1}{d_2} * \frac{W_2^2}{W_1^2} = 1,41 * 1,18 * 1,92 = 3,2$$

При толщине слоя загидрачивания 15% от внутреннего диаметра (транспортировка среды составом – метан CH_4 - 90%; этан C_2H_6 - 10%), потери напора на трение в загидраченном газопроводе увеличатся в 3,2 раза.

При транспортировке среды составом – метан CH_4 - 89%; этан C_2H_6 - 6%; пропан C_3H_8 – 3%; CO_2 – 2%:

Параметр Рейнольдса:

					Расчетная часть	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$$Re_1 = \frac{W_1 * d_1}{\nu}$$

где ν – кинематическая вязкость смеси газов, м²/с.

Кинематическую вязкость смеси газов рассчитываем по методу аддитивности:

$$\nu = (\nu_1 * 0,89) + (\nu_2 * 0,06) + (\nu_3 * 0,03) + (\nu_4 * 0,02)$$

где $\nu_1, \nu_2, \nu_3, \nu_4$ – кинематическая вязкость метана, этана, пропана, окиси углерода соответственно, м²/с.

$$\nu = (0,0133 * 0,89) + (0,0059 * 0,06) + (0,0036 * 0,03) + (0,0064 * 0,02) = 0,01193 + 0,000354 + 0,000108 + 0,000128 = 0,01252 \text{ м}^2/\text{с}$$

Отсюда:

$$Re_1 = \frac{25 * 1}{0,01252} = 1997$$

$$Re_2 = \frac{34,6 * 0,85}{0,01252} = 2349$$

Определим режим движения. Для газопровода без гидратоотложений:

$Re \leq 2300$ – ламинарный режим, то:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

$$\lambda_1 = \frac{64}{1997} = 0,032$$

Для газопровода с гидратоотложениями:

$$10 \frac{d}{\Delta} \geq Re > 2300 \text{ – турбулентный, зона Блазиуса}$$

Для зоны Блазиуса:

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (2.13)$$

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{2349^{0,25}} = \frac{0,3164}{6,962} = 0,045$$

Следовательно:

					Расчетная часть	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		47

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2}{\lambda_1} * \frac{d_1}{d_2} * \frac{W_2^2}{W_1^2} = 1,41 * 1,18 * 1,92 = 3,2$$

При толщине слоя загидрачивания 15% от внутреннего диаметра (транспортировка среды составом – метан CH_4 - 89%; этан C_2H_6 - 6%; пропан C_3H_8 – 3%; CO_2 – 2%), потери напора на трение в загидраченном газопроводе увеличатся в 3,2 раза.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов

Толщина слоя загидрачивания от внутреннего диаметра, %	Транспортируемая среда	Потери напора на трение, $\frac{h_2}{h_1}$
5	метан CH_4 -100%	1,21
	метан CH_4 - 90%; этан C_2H_6 - 10%	1,24
	метан CH_4 - 89%; этан C_2H_6 - 6%; пропан C_3H_8 – 3%; CO_2 – 2%	1,2
10	метан CH_4 -100%	1,54
	метан CH_4 - 90%; этан C_2H_6 - 10%	1,53
	метан CH_4 - 89%; этан C_2H_6 - 6%; пропан C_3H_8 – 3%; CO_2 – 2%	1,53
15	метан CH_4 -100%	1,93
	метан CH_4 - 90%; этан C_2H_6 - 10%	3,2
	метан CH_4 - 89%; этан C_2H_6 - 6%; пропан C_3H_8 – 3%; CO_2 – 2%	3,2

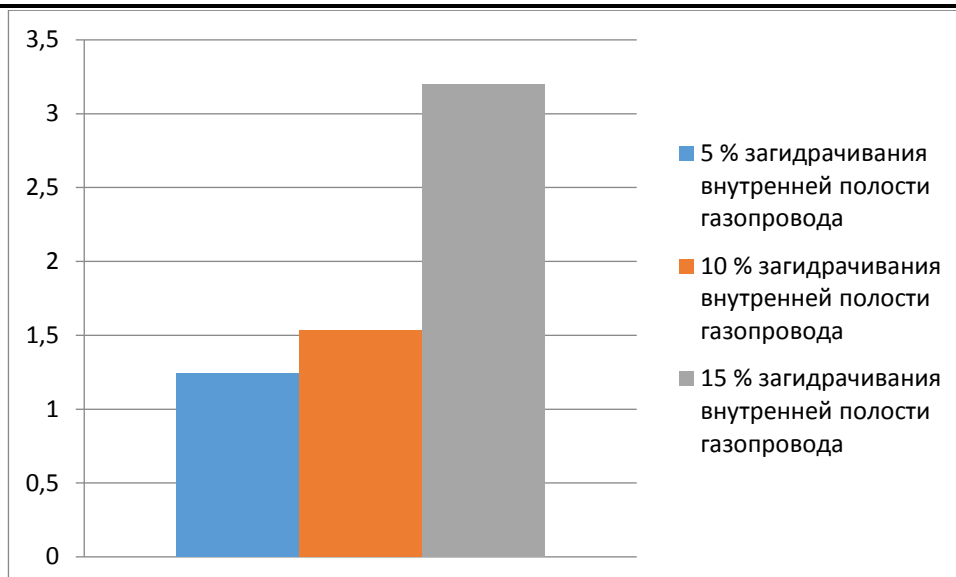


Рисунок 2.7 – Потери напора на трение при транспортировке среды составом метан CH_4 - 90%; этан C_2H_6 - 10% [13]

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

3. Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу

3.1 Очистка газа от механических примесей

Согласно [5], [10] природные и попутные газы, транспортируемые по МГ, почти всегда содержат различные твердые примеси (песок, пыль, сварочный грат, окалину и др.) и жидкие примеси (воду, конденсат, масло). Большинство примесей попадает в газопровод с газом из скважин. Однако на новых газопроводах, в особенности в начальный период эксплуатации, несмотря на обязательную продувку перед вводом в эксплуатацию, в них остается большое количество разных механических примесей и воды. Масло систематически попадает в газопровод через компрессоры и центробежные нагнетатели, установленные на компрессорных станциях.

Очистка газа перед подачей его в газопровод крайне необходима. Твердые частицы, находящиеся в газе, попадая в поршневые компрессоры, ускоряют износ поршневых колец, клапанов и цилиндров, а в центробежных нагнетателях – износ рабочих колес и самого корпуса нагнетателя. Кроме того, они разрушают арматуру, установленную на линейной части газопровода, на компрессорных и газораспределительных станциях. Жидкие частицы воды и конденсата, скапливаясь в пониженных местах, сужают сечение газопровода и способствуют образованию в нем гидратных и гидравлических пробок.

На магистральных газопроводах для очистки газа от механических примесей широко применяются пылеуловители, газоочистители и сепараторы различной конструкции. На головных сооружениях магистральных газопроводов при входе на компрессорные и газораспределительные станции

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Красуцкий С.П.			Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					50	163
Консульт.						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6А</i>		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

сооружаются установки по очистке газа от механических примесей: масляные и сухие пылеуловители, висциновые фильтры, шаровые масляные газоочистители (скруббосферы), адсорберы и др.

Изначально на компрессорных станциях при очистке газа широко применялись масляные пылеуловители, обеспечивающие значительную степень очистки (до 97-98%). Масляный пылеуловитель работает по принципу сырого улавливания разных смесей, находящихся в газе. Инеродные включения, увлажненные маслом, сепарируются из потока газа, а масло проходит систему очистки, восстанавливается и вновь направляется в масляный пылеуловитель. Конструктивно масляные пылеуловители чаще выполнялись как вертикальный сосуд, принцип действия которого, отображен на схеме (рис. 3.1).

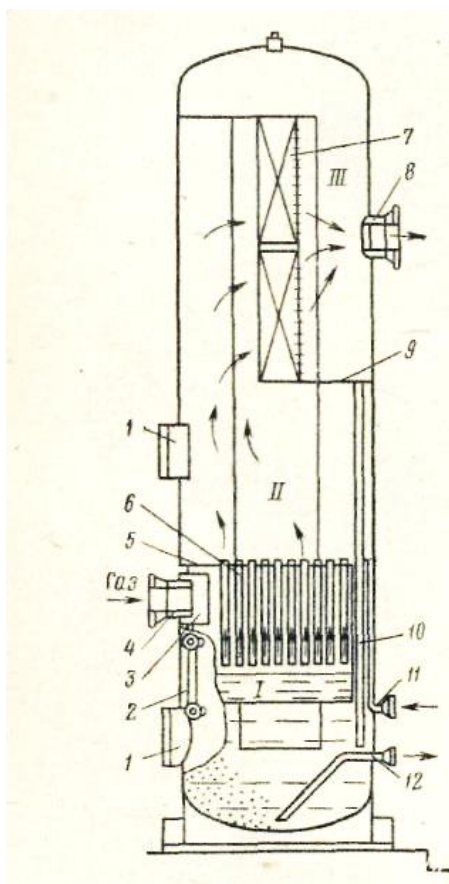


Рисунок 3.1 – Масляный пылеуловитель[3]:

1 – люк; 2 – указатель уровня; 3 – козырек; 4 – подводящий патрубкок; 5 и 9 – перегородки; 6 – контактные трубки; 7 – жалюзийные секции; 8 – выходной

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		51

патрубок; 10 – дренажные трубки; 11 – подводящий патрубок чистого масла; 12 – дренажная трубка; I – промывочная секция; II – осадительная секция; III – отбойная секция.

Газ для очистки попадает в нижнюю секцию пылеуловителя, ударяется в отбойный козырек 3 и, взаимодействуя с поверхностью масла, меняет линию своего движения, оставляя более крупные частицы в масле. Со значительной скоростью газ проходит через контактные трубы 6 в осадительную секцию II. В осадительной секции скорость газа быстро снижается и крупницы пыли по дренажным трубкам перемещаются в нижнюю часть пылеуловителя I. Далее газ попадает в отбойную секцию III, где при помощи сепараторного устройства 7 окончательно очищается.

Масляные пылеуловители имеют ряд недостатков, а именно расход масла на потери, потребность в очистке масла, необходимость подогревать масло при низких и отрицательных температурах.

Установка очистки масла представлена на рис. 3.2. Очищенное масло транспортируется при помощи насоса или перекачивается газом, для этого давление газа не должно быть выше $0,5 \text{ кгс/см}^2$.

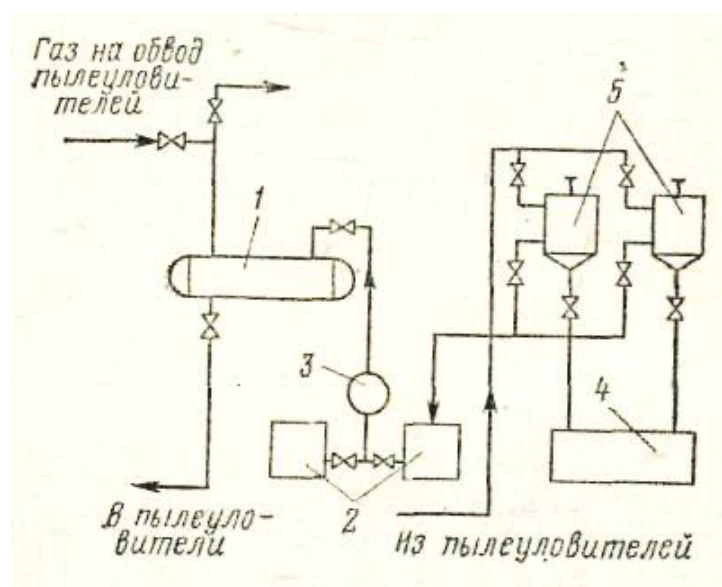


Рисунок 3.2 – Схема установки очистки масла для пылеуловителей [3]:

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		52

1 – аккумулятор масла; 2 – емкости чистого масла; 3 – насос; 4 – емкость грязного масла; 5 – отстойники.

Висциновые фильтры (рис. 3.3) диаметром 500, 600 и 1000 мм устанавливаются на газопроводах сухого газа с незначительной степенью запыленности и небольшой пропускной способностью. Пропускную способность фильтра необходимо рассчитывать по скорости газа, которая принимается до 1 м/с на полное сечение фильтра. Висциновый фильтр состоит из корпуса, фильтрующих секций (слой насадки толщиной 70-250 мм), колец Рашига размером 15x15x0,2 или 25x25x0,5 мм. Фильтры смазывают висциновым маслом. В момент прохождения газа через фильтр с допустимой скоростью (до 1 м/с) пыль осажается на смоченной маслом поверхности колец.

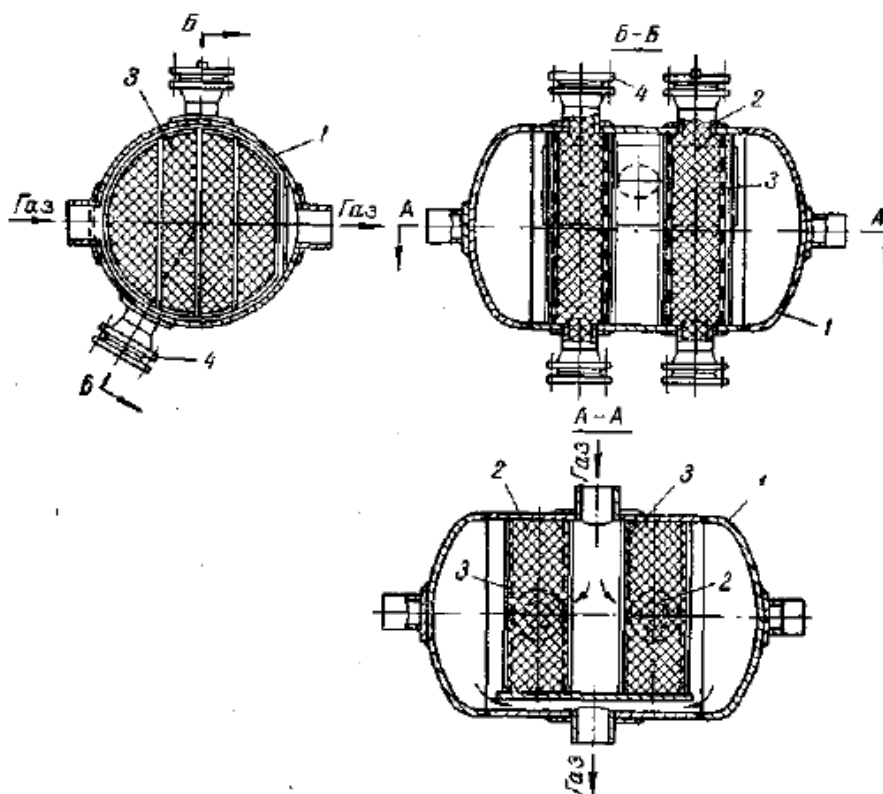


Рисунок 3.3 – Висциновый фильтр диаметром 1000 мм [3]:

1 – корпус; 2 – кольца Рашига; 3 – сетка; 4 – заглушки.

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		53

На сегодняшний день на компрессорных станциях для первоначальной очистки широко применяют циклонные пылеуловители, которые работают на принципе использования инерционных сил при улавливании взвешенных частиц (рис.3.4). Циклонные пылеуловители проще в обслуживании по сравнению с масляными пылеуловителями, но эффективность процесса очистки в них зависит от количества циклов, и обеспечения эксплуатирующим персоналом для выполнения работ в соответствии с проектным режимом.

Циклонный пылеуловитель (рис. 3.4) это вертикальный сосуд цилиндрической формы, запроектированный на рабочее давление в газопроводе, с вмонтированными в него циклонами 4.

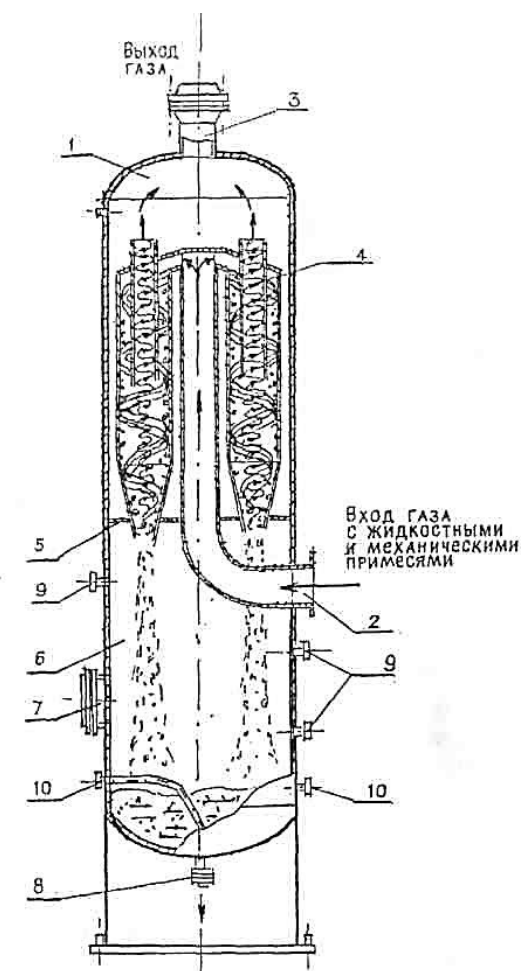


Рисунок 3.4 – Циклонный пылеуловитель [3]:

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		54

1 – верхняя секция; 2 – входной патрубок; 3 – выходной патрубок; 4 – циклоны; 5 – нижняя решётка; 6 – нижняя секция; 7 – люк-лаз; 8 – дренажный штуцер; 9 – штуцеры контролирующих приборов; 10 – штуцеры слива конденсата.

Пылеуловитель циклонного типа состоит из двух секций: нижней отбойной 6 и верхней осадительной 1, в которой происходит завершающая очистка газа от примесей. В нижней секции расположены циклонные трубы 4. Газ поступает во входной патрубок 2 и далее на аппарат к распределителю и присоединённым к нему звездообразно размещенным циклонам 4, неподвижно закреплённых в нижней решетке 5. В цилиндрической части циклонных труб газ, который подводится по касательной к поверхности, совершает движение по кругу внутренней оси труб циклона. Под воздействием центробежной силы твердые частицы и капли жидкости отбрасываются от центра к периферии и по стенке собираются в конической части циклонов и затем в нижнюю секцию 6 пылеуловителя. Газ далее циклонных трубок попадает в верхнюю осадительную секцию 1 пылеуловителя, и очищенный, сквозь патрубок 3 выходит из аппарата.

В процессе эксплуатации требуется выполнять контроль уровня отсепарированной жидкости и мех.примесей для их своевременного удаления при помощи продувки через дренажные штуцеры. Контроль осуществляется при помощи смотровых стекол и датчиков, которые закреплены к штуцерам 9. Люк 7 применяется при ремонте и осмотре пылеуловителя во время плановых остановках компрессорных станций. Результативность очистки газа циклонными пылеуловителями имеет значение около 100 % для частиц размер которых более 40 мкм, и 95% для капель жидкости.

3.2 Осушка газа

Поступающий из скважин газ содержит влагу в двух фазах: жидкой и парообразной. Жидкая фаза удаляется сепараторами различной конструкции, а

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
						55
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

при помощи установок осушки газа на головных компрессорных станциях уменьшается количество паров воды в поступаемом газе. [10]

В случае некачественной осушки газа в трубопроводе конденсируется влага, и в результате образуются кристаллогидраты, которые снижают пропускная способность газопровода.

При очистке газа особая задача — это предотвратить формирование гидратов углеводородных газов: это белые кристаллы, напоминающие снегообразную кристаллическую массу. Твердые гидраты формирует метан (их формула $8\text{CH}_4 \cdot 46\text{H}_2\text{O}$ или $\text{CH}_2 \cdot 5,75\text{H}_2\text{O}$) и этан ($8\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 46\text{H}_2\text{O}$ или $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 5,75\text{H}_2\text{O}$); жидкие гидраты образует пропан ($8\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 136\text{H}_2\text{O}$ или $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 17\text{H}_2\text{O}$). При наличии сероводорода в газе образуются твердые и жидкие гидраты.

Гидраты это нестабильные образования, разлагающиеся при уменьшении давления и увеличении температуры на газ и воду. Гидраты выпадают в осадок при редуцировании газа, покрывая клапаны регуляторов давления газа препятствуя их нормальной работе. Откладываясь и на стенках трубопроводов для измерений, особенно в местах сужения, кристаллогидраты приводят к погрешности замеров по расходу газа, а также гидраты закупоривают импульсные трубки, что приводит к выходу из строя контрольно-измерительные приборы (КИП).

Наибольшее значение влагосодержание приближенно возможно определить по графику «Максимальное содержание влаги в газе (при полном насыщении) в зависимости от давления и температуры» (рис. 3.5). Определенное значение будет показывать сколько влаги в граммах содержится в 1 м^3 сухого газа при давлении 760 мм рт. ст. и температуре 20°C или в кг. на 1000 м^3 газа при тех же условиях.

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
						56
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

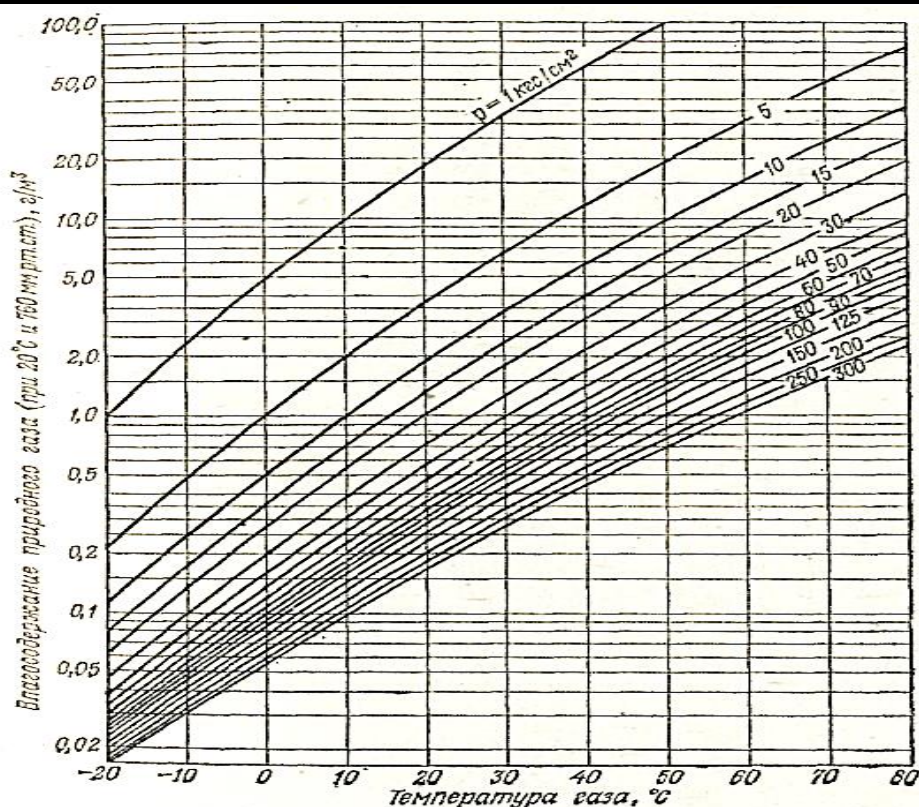


Рис. 3.5. Максимальное содержание влаги в газе (при полном насыщении) в зависимости от давления и температуры

Рисунок 3.2.1 – Максимальное содержание влаги в газе в зависимости от давления и температуры [18]

Наибольшая значение влагосодержания (при полном насыщении) имеет зависимость от состава газа, при этом возрастает с увеличением наличия в газе тяжелых углеводородов H_2S и CO_2 и снижается с увеличением содержания азота N_2 .

Обстоятельства формирования гидратов природных газов с разной плотностью определяются по графику (рис. 1.3), на нем слева от каждой линии расположена область с гидратами, справа – область без гидратов. Наличие азота, сероводорода и углекислого газа увеличивает температуру гидратообразования.

Область вероятного гидратообразования в трубопроводе определяют по следующей методике:

1. определяют температуру газа, снижение давления, температуру гидратообразования и точку росы.

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		57

2. полученные значения наносят на график изменения температуры и давления и зона образования гидратов в магистральном газопроводе (рис. 3.6).

Отрезок, где температура газа ниже кривой гидратообразования, является зоной возможного гидратообразования. Точка росы находится как правило при понижении температуры газа до температуры конденсации водяных паров. Гидраты, которые образуются в скважинах, шлейфах, газопроводах или аппаратах, распадаются при следующих условиях:

- уменьшении давления в системе трубопровода,
- повышении температуры на участке газопровода или в аппарате, на котором наблюдается образование гидратов,
- вынесении метилового, этилового и пропилового спиртов, гликолей, аммиака и хлористого кальция, которые способствуют разрушению гидратов.

Аммиак используют нечасто, по причине его взаимодействия с углекислотой, которая включается в природный газ, и создаст с ней осадочный остаток углекислого аммония, закупоривает запорную арматуру.

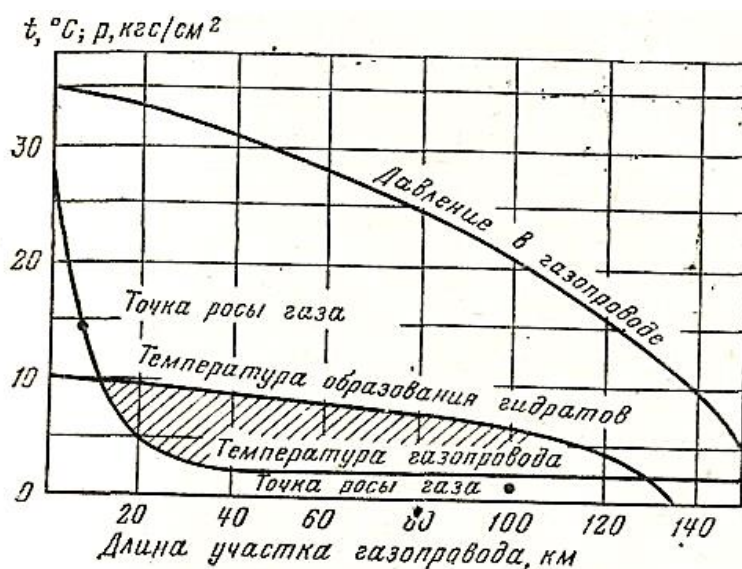


Рисунок 3.6 – График изменения температуры и давления и зона образования гидратов в магистральном газопроводе[5]

Имеется два способа осушки природного и попутного газов:

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		58

1. твердыми поглотителями (адсорбция)

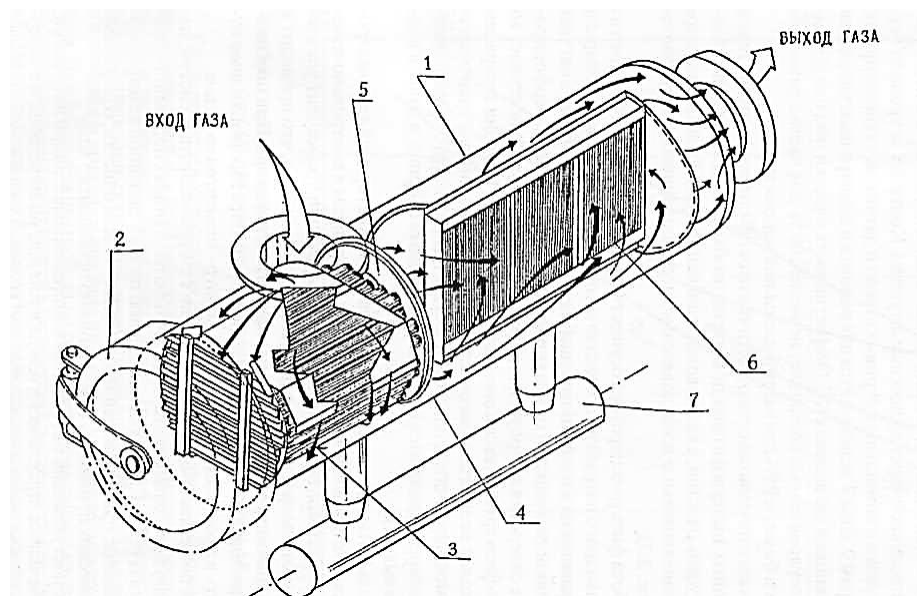
2. жидкими поглотителями (абсорбция).

Преимущества жидких поглотителей по отношению к твердым сорбентам содержатся в следующем:

- малые перепады давления в системе очистки;
- применение для осушки газов, содержащих вещества, приводящие в негодность твердые сорбенты;
- малые капитальные вложения и эксплуатационные расходы.

При всем при этом уровень осушки с применением жидких поглотителей меньше, чем при употреблении твердых сорбентов, а температура обрабатываемого газа должна быть больше $40-50^{\circ}\text{C}$, также, при нахождении в осушаемом газе отдельных тяжелых углеводородов случается образование пены на сорбенте.

По причине невозможности достижения высокого значения очистки газа в циклонных пылеуловителях возникает необходимость выполнить вторую ступень очистки, для которой применяют фильтры-сепараторы, монтируемые после циклонных пылеуловителей (рис. 3.7).



					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		59

Рисунок 3.7 – Фильтр-сепаратор [3]:

1 – корпус фильтр-сепаратора; 2 – быстрооткрывающийся затвор; 3 – фильтрующие элементы; 4 – направляющая фильтрующего элемента; 5 – трубная доска камеры фильтров; 6 – каплеотбойник; 7 – конденсатосборник.

Процесс в фильтр-сепараторах происходит по этапам: газ проходя входной патрубком при помощи особого отражающего козырька направляется на вход фильтрующей секции 3, где происходит объединение мелких дисперсных частиц жидкой фазы и очистка от механических включений газа. Сквозь перфорацию в корпусе фильтрующих элементов газ попадает во вторую фильтрующую секцию – секцию сепарации. В секции сепарации совершается завершающая удаление влаги из газа, влага улавливается при помощи сетчатых пакетов. Сквозь дренажные патрубки механические примеси и жидкость уходят в дренажную емкость а затем в подземный сборник.

Для работы при низких температурах фильтр-сепаратор снабжаются электрическим обогревом расположенным в нижней части, конденсатосборником и контрольно-измерительной аппаратурой. При эксплуатации улавливаются механические примеси на фильтр-элементах, это приводит к росту перепадов давлений на фильтр-сепараторе. В случае увеличения разницы давления значения 0,04 МПа, необходимо выполнить замену фильтр-элементов.

Из опыта эксплуатации газотранспортных систем, можно сделать вывод что две степени очистки обязательно размещать на станциях подземного хранения газа (СПХГ), и на первой, по ходу транспортировки газа, линейной компрессорной станции, принимающей газ из СПХГ. Вследствие выполнения операций по очистке, количество мехпримесей не должно быть больше чем 5 мг/м³.

Добываемый из скважины газ при поступлении на головную компрессорную станцию всегда содержит процент примесей в виде влаги.

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
						60
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Присутствие влаги в газе приводит к коррозии оборудования, что уменьшает количества пропускаемого газа через трубопровод. Взаимодействие влаги и газа приводит к образованию твердых кристаллических веществ – гидратов, нарушающих стабильную работу трубопроводов. С целью предотвращения образования кристаллогидратов применяется осушка газа, осуществляемая сепараторами разнообразных конструкции с применением твердых (адсорбция) и жидких (абсорбция) поглотителей.

При использовании оборудования по осушке газа на компрессорных станциях снижают содержание водных капель в газе, что уменьшает вероятность образования конденсата в трубопроводе и формирования гидратов. [5], [8]

3.2.1 Осушка газа твердыми поглотителями

С целью осушки газа в промышленных условиях используют силикагель (наиболее распространенный средство для осушки газа), алюмогель, активированный боксит (фторид) и молекулярные сита. В таблице 3.1 приводятся свойства адсорбентов, используемых при осушке газа.

Оборудование для адсорбционной осушки имеет 2-4 адсорбера. Весь процесс осушки твердыми поглотителями заключается в трех последовательных этапах: адсорбция продолжительностью 12-20 ч; регенерация адсорбента в течение 4-6 ч и охлаждение адсорбента в течение 1-2 ч. Технологическая схема осушки газа представлена на рис. 3.8.

Таблица 3.1 – Характеристика адсорбентов, применяемых для осушки газа

Показатели	Адсорбент			
	Активизированная окись алюминия	Боксит	Флюорит	Силикагель
Плотность, кг/м ³	720	–	720	650
Средняя влагоемкость, % от веса адсорбента	5	4-5	5	6
Возможная температура точки росы, °С	-60	-60	-60	От -50 до -70

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		61

Температура, °С адсорбции	0-30	0-40	0-40	5-40
регенерации	180-200	180-200	180-200	150-180

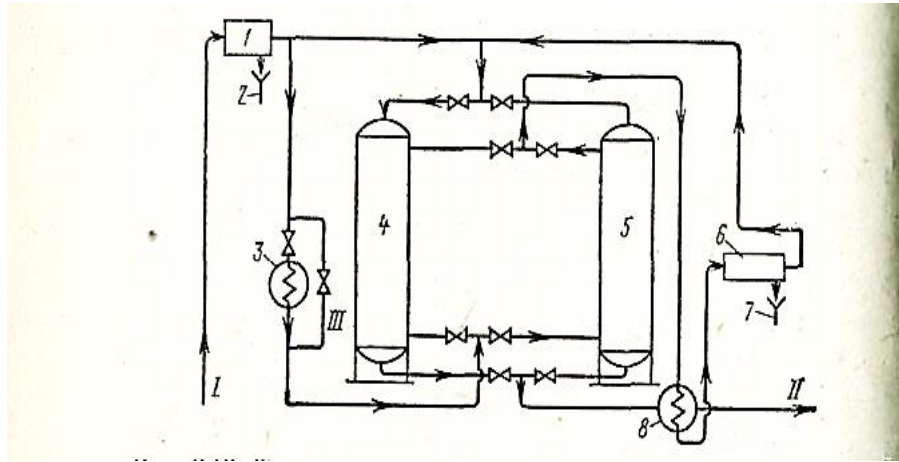


Рисунок 3.8 – Технологическая схема осушки газа твердыми поглотителями [4]:

1 – сепаратор; 2 и 7 – слив воды; 3 – нагреватель; 4 и 5 – адсорберы; 6 – сепаратор; 8 – теплообменник.

Потоки: I – влажный газ; II – осушенный газ; III – обводная линия.

При завершении процесса осушки, где выполняется удаление механических примесей, капельной влаги и жидких углеводородов, газ попадает в адсорбер с регенерированным осушителем. Адсорбент вбирает влагу, хранящуюся в газе, далее осушенный газ направляется из адсорбента в магистральный трубопровод. Доля влажного отсепарированного газа передается в подогреватель, а затем в адсорбер с увлажненным осушителем для регенерации.

Нагретый газ после регенерации осушителя остужают и перенаправляют в сепаратор для удаления влаги, которая была отделена из осушителя и выделилась при охлаждении газа. После отделения влаги газ объединяется с главным потоком влажного газа и попадает на осушку. Для понижения температуры адсорбента применяют холодный осушенный газ.

Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу					Лист
					62
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	

В оборудование с адсорбционным процессом получается значительно низкое значение точки росы (минус 40°С и ниже).

Число адсорбента, которое необходимо для осушки газа, определяют по формуле:

$$G = V_H * (W_H - W_K) * \tau * 24 * \alpha, \text{ кг} \quad (3.1)$$

где V_H – количество поступающего на осушку газа, приведенного к нормальным условиям (20° С и 760 мм рт. ст.), м³/сут;

W_H, W_K – влагосодержание соответственно влажного и осушенного I газа, кг/м³;

τ – продолжительность поглощения, ч;

α – активность адсорбента (0,04 – 0,05).

3.2.2 Осушка газа жидкими поглотителями

На сегодняшний день большая часть промыслов применяет осушку газа при помощи жидких поглотителей.

В абсорбционной осушке газа используют диэтиленгликоли (ДЭГ) и триэтиленгликоли (ТЭГ). Этиленгликоль (ЭГ) используется как ингибитор для осушки впрыском. В табл. 3.2 приведены свойства химически чистых гликолей

Технология осушки газа жидкими поглотителями изображена на рис. 3.9.

Газ, который освобожден от капель влаги в нижний скрубберный отдел абсорбера, осушается раствором I гликоля. Затем осушенный газ направляется в верхний скрубберный отдел, для отделения капель унесенного раствора гликоля, и попадает в газопровод. Насыщенный влагой раствор гликоля проходит регенерацию в десорбере.

Для промышленности применяется водный раствор гликоля. На рис. 3.10 а, б изображены зависимости значения точки росы осушенного газа от

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

концентрации растворов ДЭГ и ТЭГ и температуры, при которой происходит контакт.

Таблица 3.2 – Свойства химически чистых гликолей

Показатели	ЭГ [CH ₂ OH— CH ₂ OH]	ДЭГ [OH(CH ₂) ₂ O* (CH ₂) ₂ OH]	ТЭГ [OH(CH ₂) ₂ O* (CH ₂) ₂ O * (CH ₂) ₂ OH]
Относительная молекулярная масса	62,07	106,12	150,17
Плотность, г/см ³ : при 20° С	1,11	1,118	·
15° С	1,117	1,119	1,1274
Температура кипения (в °С) при давлении, мм рт. ст.:			
760	197	245	285
50	123	164	198
10	91	128	162
Температура, °С:			
начала разложения	164	164,5	206
замерзания	– 12,6	– 8	– 7,6
вспышки (в открытом тигле)	115	-143,3	165,5
воспламенения на воздухе	—	350,3	173,9
Скрытая теплота парообра- зования при давлении 760 мм рт. ст., кал/г	190,9	150	99,4
Коэффициент объемного расширения при темпе- ратуре 0 – 50° С	0,00062	0,00064	0,00069
Коэффициент . рефракции при 20° С	1,4318	1,4472	1,4559
Поверхностное натяжение (в дин/см) при температуре, 0С			
25	46,49	48,5	--
20	--	--	45,2
кипения	–	26,28	22,45
Вязкость (В Спз) при температуре, °С			
20	20,9	35,7	47,8
15	26,09	—	—

Для определения количество свежего раствора поглотителя необходимого для осушки газа до заданной точки росы используют формулу:

$$G = \frac{W\chi_2}{\chi_1} - \chi_2, \text{ кг/ч} \quad (3.2)$$

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		64

где W_{χ_2} – количество извлекаемой из газа влаги, кг/ч;

χ_1 и χ_2 – массовая доля гликоля соответственно в свежем и насыщенном растворах.

Разность между концентрацией свежего и насыщенного раствора принимают равной 3 – 4%.

Для промышленных установок осушки газа расход оборачиваемого раствора равно 0,03 – 0,05 м³/кг извлекаемой воды.

Конденсат из оборудования сепараторов аккумулируется в емкости выветривания, с давлением 15 – 30 кгс/см², а насыщенный гликоль направляется на регенерацию.

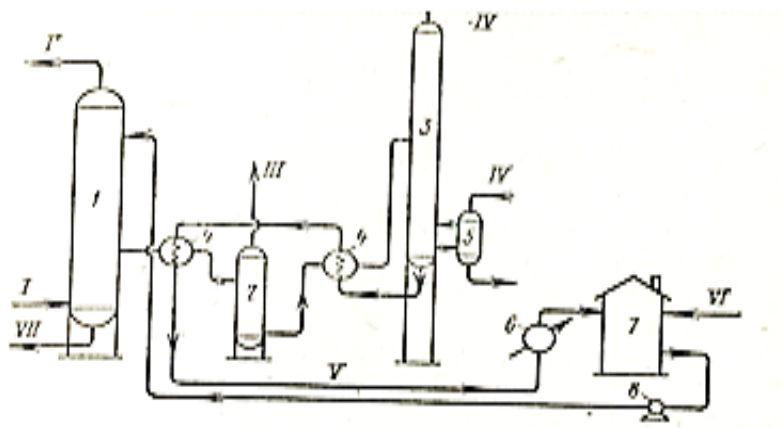


Рисунок 3.9 – Технологическая схема осушки газа жидкими поглотителями[4]:

- 1– абсорбер; 2– выветриватель; 3– отпарная колонна (десорбер);
4 – теплообменник; 5 – кипяtilьник; 6 – холодильник;
7 – промежуточная емкость; 8 – насос.

Потоки: I – сырой газ; II – осушенный газ; III – газы выветривания;

IV – водяной пар; V – регенерированный абсорбент; VI – свежий абсорбент;

VII – газовый конденсат.

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		65

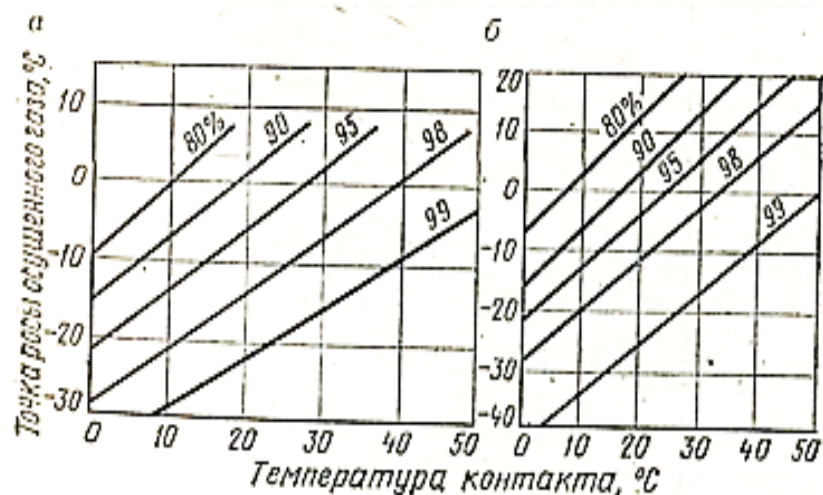


Рисунок 3.10 – Графики зависимости значения точки росы осушенного газа от температуры контакта сред и концентрации растворов гликолей:

а – ТЭГ, б – ДЭГ[4]

3.2.3 Низкотемпературная сепарация

В процессе низкотемпературной сепарации (НТС) на газоконденсатных месторождениях совмещаются осушка и извлечение конденсата из газа. [5] Когда охлаждения газа происходит за счет дросселирования и применяется установка искусственного холода или турбодетандеров синхронно выделяются углеводород и влага. С целью предотвращения образования гидратов в поток влажного газа перед теплообменниками «газ—газ» вводят метанол или гликоли. Для определения точки росы газа по влаге измеряют температуру и концентрацию гликоля на выходе из теплообменника. На рис. 3.11. представлен схема линии промышленной установки НТС производительностью 4 млн. м³/сут с применением установки искусственного холода.

При давлении 55 кгс/см² и температуре 40° С газ поступает в межтрубное пространство теплообменников, охлаждаясь обратным потоком до значения минус 5°С. В итоге охлаждения при постоянном давлении прямого потока тяжелые углеводороды отъединяются от газа в сепараторах *C-1* и *C-2*. В сепараторе начальной ступени *C-1* отделяется конденсат и влага, выделившиеся

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		66

из газа на пути от пласта до сепаратора. В сепараторе следующей ступени С-2 выделится смесь конденсат – гликоль. Затем газ попадает в межтрубное пространство испарителя, в котором в следствии теплообмена кипящего хладагентом с газом, происходит охлаждение газа до температуры 12°С. Осевшая жидкость удаляется из сепаратора С-3 на дробление, а очищенный и осушенный холодный газ, на теплообменниках нагретый до температуры 30-35°С, с давлением 53-54 кгс/см² направляется в магистральный трубопровод. [5]

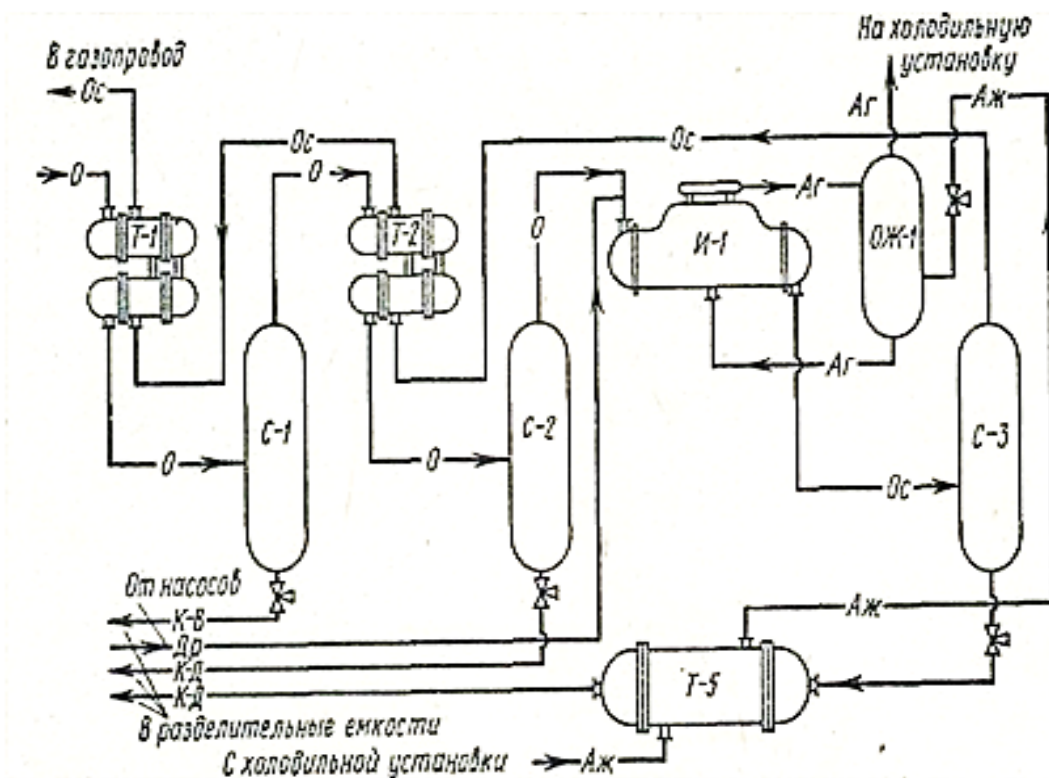


Рисунок 3.11 – Технологическая схема установки НТС с искусственным холодом [5]:

С-1, С-2, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2 – теплообменники; И-1 – испаритель; ОЖ-1 – отделитель жидкости; Т-5 – теплообменник утилизации холодного конденсата. Поток: О – газ сырой; О_с – газ осушенный; К-В – смесь «конденсат-вода»; К-Д – смесь «конденсат-ДЭГ»; Д_р – ДЭГ регенерированный; А_г – аммиак газообразный; А_ж – аммиак жидкий.

					Подготовка газа к транспорту по магистральному газопроводу	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		67

4 Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов

Согласно [6] отложение гидратов в газопроводе с перекрытием полного или частичного сечения, может наблюдаться по следующим причинам:

а) наличие в трубе предметов, оставленных в трубопроводе после завершения строительства или ремонта (строительного мусора, деревянных элементов и другое);

б) накопления попавших мелких частиц породы, приносимых из газовых скважин, прошедших сквозь промысловые газосепараторы и пылеуловители, и окалины и мелких кусочков металла, которые остались на внутренних стенках труб. Двигаясь с потоком газа эти частицы, оседают в пониженных местах и на поворотах что ведет к уменьшению сечения трубы;

в) образования ледяных пробок вследствие замерзания скопившейся в низких местах воды, попавшей в газопровод при строительстве или вынесенной из газовых скважин; при понижении температуры газа в газопроводе имеющаяся в газе влага может конденсироваться, что также способствует образованию ледяных пробок;

г) оседание газового конденсата в следствии перекачки природного, искусственного или попутного нефтяного газа;

д) выпадение кристаллогидратов, которые образуются при в присутствии влаги в газе при установленных давлениях и температуре.

Вследствие полной или частичной закупорке трубопровода создастся скачек давления газа, размер которого, а именно разность давлений до закупорки и давления после закупорки, зависит от величины создавшейся пробки. При образовании даже незначительной пробки значение давления на выходе с

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Красуцкий С.П.			Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					68	163
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

компрессорной станции повышается, а сразу же после нее стремительно снижается, в связи с чем на всем последующем промежутке газопровода наблюдается снижения давление. Путем регулярных наблюдений определяется присутствие загрязнений в газопроводе. Кроме того при выявлении на участке перепада проверяются манометры на местности с предварительной продувкой штуцера, для удаления скопившегося льда особенно в зимнее время В следствие сохранения перепада устанавливается наблюдение показаний манометров через 15 – 20мин. Одновременно необходимо определить характер засорения газопровода и принять меры по его очистке.

В зимний период значительно чаще происходят закупорки газопровода по причине создания гидратных пробок. Формирование гидратов возможно на всех газопроводах, кроме трубопроводов предназначенных для транспортировки газа с точкой росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры. Гидраты, образованные из углеводородных газов, по своей структуре являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и имеют вид белых кристаллов, которые внешне похожи на снег или лед. Эти кристаллогидраты состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды.

Главными факторами, которые определяют условия формирования гидратов, это состав газа, давление газа, его температура, насыщенность парами воды. В свою очередь к технологическим условиям, влияющим на формирование гидратов, относится:

- а) небрежная продувка трубопровода перед пуском газа;
- б) отсутствие конденсатосборников и продувочных патрубков в местах понижения трубопровода или не постоянное удаление из них накапливающейся жидкости;
- в) неполная очистка газа перед подачей его в магистральный трубопровод.

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4.1 Определение зон гидратообразования

Для своевременного предупреждения и ликвидации вероятного гидратообразования в газопроводе необходимо анализировать места возможного скопления гидратов. [11], [12] С целью выявления районов гидратообразования и своевременного предупреждения его нужно знать наличие гидратообразующих элементов в транспортируемом газе, плотность газа, изменение температуры и давления в газопроводе, а также влажность подаваемого в трубопровод газа. Исходя из состава, давления и температуры газа определяют условия формирования гидратов, а по значению влагосодержания рассчитывают вероятность формирования гидратов в данных условиях. [13], [14], [15]

Сотрудники диспетчерской службы эксплуатирующей организации регулярно ведут наблюдения за давлениями по манометрам, которые установлены на всей протяженности газопровода. Исходя из показаний, строятся графики изменения значения давления.

Зоны возможного гидратообразования определяются при анализе графика совмещенного с графиком давления и температуры в трубопроводе, а также графиком температуры образования гидратов. [6]

4.2 Предупреждение образования гидратных пробок

Образование газовых гидратов в системах добычи, сбора, транспортировки газа и промышленной подготовки являются довольно характерным технологическим осложнением, в особенности для условий газоконденсатных месторождений и северных районов. На объектах газопромысла возможна реализация термобарических условий для формирования газогидратов. Поэтому нужно предусмотреть мероприятия для предотвращения образования гидратов при эксплуатации месторождений. Термин «борьба с гидратами» применяется в отечественных источниках

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

довольно часто и является наиболее общим, т.к. содержит как предупреждение процесса гидратообразования (или гидратоотложения), так и аналогичные операции по разложению, удалению (т. е. по ликвидации.) газогидратов, которые образовались в виде отложений, сплошных и несплошных пробок. На схеме 4.1 показан ряд методов для борьбы с гидратами. [9]

На магистральных трубопроводах применяются ниже приведенные способы предупреждения образования гидратов:

- а) предварительный подогрев газа (поддержание температуры транспортируемого газа выше температуры формирования гидратов);
- б) понижение давления газа в трубопроводе ниже равновесного давления образования гидратов;
- в) введение в газопровод веществ, которые препятствуют гидратообразованию;
- г) осушка газа (удаление влаги) перед подачей его в трубопровод.

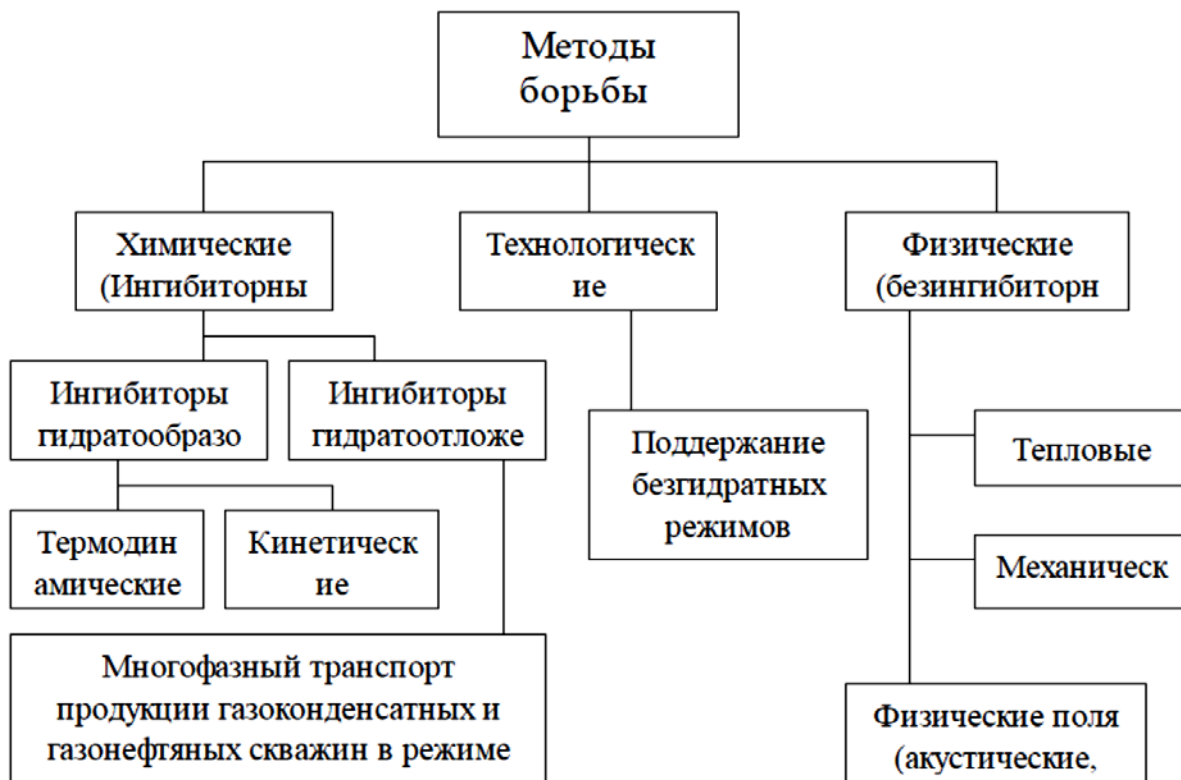


Схема 4.1 – Способы предотвращения гидратообразования в газотранспортных и газопромысловых системах

4.2.1 Подогрев газа

Предупреждение формирования гидратов при помощи подогрева газа состоит в том, что при постоянном давлении в трубопроводе температура газа поддерживается больше равновесной температуры формирования гидратов. Подогрев газа осуществляется в теплообменниках различной конструкции на станциях подогрева (открытым огнем, паром или другим теплоносителем).

Подогрев газа для предотвращения формирования гидратов применялся на промыслах, газосборных сетях и на магистральных трубопроводах значительной длины. При этом использовались несколько особых подогревателей.

Последние располагались по трассе трубопровода перед местами вероятного гидратообразования.

Тем не менее, на газопроводах имеющих значительную протяженность использование подогрева газа экономически нецелесообразно, в связи с тем что для этого метода необходимы значительные капитальные и эксплуатационные вложения, кроме того при подогреве газа разрушается изоляция и появляются термические напряжения в теле трубы. Также использование открытого огня на газопроводе высокого давления опасно.

Целесообразно применять метод подогрева на магистральных газопроводах небольшой протяженности, и газосборных сетях промыслов, в случае предупреждения гидратообразования при централизованной осушке газа на головной компрессорной станции. При этом рационально нагревать газ до такой температуры чтобы при входе на установки осушки температура превышала температуру образования гидратов всего на несколько градусов.

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

Подогрев газа рационально использовать для борьбы с гидратообразованием в ситуациях, когда гидраты формируются в результате местного редуцирования газа, а рабочая температура в газопроводе превосходит равновесную температуру формирования гидратов. [11], [12]

4.2.2 Методы снижения давления

Суть метода состоит в следующем. Изменение температура газа в трубопроводе подвержено определенному закону, считаем, что зависимость изменения температуры газа от длины газопровода задана. [12] Заданной температуре соответствует обусловленное равновесное давление, ниже которого при данной температуре гидраты формироваться не могут.

Данный метод применяется как для ликвидации создавшихся гидратов, так и для предотвращения их формирования. Так при резком снижении давления происходит разложение гидратов. Устранение гидратных пробок по пути снижения давления производится тремя способами:

- а) производят отключение участка газопровода, где образовалась пробка, и через продувочные свечи выпускают газ в атмосферу;
- б) перекрывают линейный кран с одной стороны и, находящийся между пробкой и краном газ, выпускают в атмосферу;
- в) отключают отрезок газопровода с обеих сторон пробки и, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов газ, выпускают в атмосферу.

Далее при сниженном давлении для разложения пробки требуется установленный интервал времени, длительность которого варьируется от нескольких минут до нескольких часов и зависит от многих факторов: температуры грунта в месте образования гидратов, от длины участка, состава и характера (сплошная или патронная) пробки.

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Для распада одной сплошной пробки необходимо тем больше времени, чем ниже температура и значительнее ее длина.

В случае, когда пробка патронная, т. е. на сравнительно небольшом участке сформировалось одновременно две, три и более пробок, то для их распада требуется значительное время, чем для разложения короткой сплошной пробки.

При одностороннем спускании газа на участке, с образовавшейся пробкой, время, необходимое для разложения пробки, обычно меньше, так как давление сдвигает частично разрушенную пробку, разламывает ее и тем самым ускоряет процесс распада гидрата на газ и воду.

Способ понижения давления дает положительный результат при удалении гидратной пробки, которая образовалась при положительных температурах. Для пробок, сформировавшихся в местах с отрицательной температурой грунта данный способ не применяется, т. к. при разложении гидратов вода преобразовывается в лед и появляется ледяная пробка.

Метод снижения давления при комбинировании с методом ввода ингибиторов часто применяется на практике [12], При отрицательных температурах ингибиторы синтезируют воду из гидрата в раствор с низкой температурой замерзания, что позволяют ликвидировать гидратные пробки без образования ледовой.

Для устранения пробок давление в трубопроводе необходимо снижать до атмосферного, в свою очередь для профилактики образования закупорки достаточно чтобы равновесное давления находилось в пределах 5-20 кг/см².

При предотвращении гидратообразования нужно обеспечить уменьшение давления против равновесного на всем протяжении трубопровода. Необходимая пропускная способность трубопровода обеспечивается при сооружении компрессорных станций или при прокладке дополнительных трубопроводов.

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В связи с этим транспортировка газа при давлении ниже равновесного давления гидратообразования практически не применяется.

На практике метод снижения давления применяется в аварийных условиях с целью разложения гидратов в трубе путем кратковременного снижения давления.

4.2.3 Ингибиторы газовых гидратов

На основе механизма действия ингибиторы подразделяются на ингибиторы гидратообразования и ингибиторы гидратоотложения

Ингибиторами гидратообразования называются вещества, меняющие термобарические обстоятельства формирования гидратов, либо каким-нибудь образом воздействуют на скорость формирования гидратов в газожидкостной среде.

Интересно, что изначально в специальной литературе использовался термин "антифризы", впоследствии вытесненный термином "ингибиторы" (причина этого некритическое заимствование терминологии из американских публикаций). Надлежит отметить, что понятие "антифризы" в дальнейшем может снова начать применяться на позднем этапе разработки месторождений расположенных в северной части, причиной этого возможно будет такое техническое явление как льдообразование

Именно ингибиторы гидратообразования – это вещества, значительно изменяющие (замедляющие) быстроту роста гидратов. В их число входят некоторые водорастворимые полимеры и ПАВ.

В свою очередь анализируемая классификация ингибиторов гидратообразования несколько весьма условна. Для примера, отдельные неэлектролиты – ингибиторы гидратов в термодинамическом смысле – оказываются катализаторами (активаторами) процесса гидратообразования. Самый элементарный пример – метанол. Не учтено этого любопытного момента

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

(т.е. того, что отдельные термодинамические ингибиторы параллельно являются катализаторами процесса гидратообразования) приводил и до сих пор приводит к экспериментальным неточностям при нахождении равновесных условий гидратообразования при наличии ингибиторов.

Ингибиторы гидратоотложения – вещества, которые изменяют консистенцию гидратной массы (т.е. делают ее текучей, как пример, за счет диспергирования газовых гидратов в газожидкостном потоке) и/или изменяющие обстоятельства адгезии (прилипания) гидратов к внутренней поверхности промысловых коммуникаций (что предотвращает отложение гидратов на внутренней стенке газопровода).

По составу ингибиторы подразделяются на простые и смешанные (т.е. состоящие из ряда веществ). Смешанные ингибиторы являются ингибиторами синергетического действия, т.е. когда компоненты смешанного состава взаимно усиливают антигидратную инициативность реагента, по-иному говоря, имеет место неаддитивный вклад каждого компонента в антигидратную активность.

Ингибиторы по характеру действия подразделяются на простые (одноцелевые) и комплексные (многоцелевые). Многоцелевые кроме того что являются антигидратными, также предотвращают коррозию, солепарафиноотложения и способствуют выносу жидкости с забоя скважины. Появление и расширение разнообразия многоцелевых ингибиторов определено технологическими явлениями. Также, следует отметить, что многие ингибиторы гидратов (например, гликоли) в то же время являются и осушителями газов (абсорбентами). Порой к абсорбентам (осушителям) причисляют и метанол, что показывается не вполне корректным (из-за значительной растворимости метанола в сжатом природном газе происходит насыщение газа метанолом, а точка росы газа по водной фазе при этом не изменяется).

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						76
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

4.2.3.1 Ингибиторы гидратообразования, применяемые в газовой промышленности России

На выбор для применения того или иного ингибитора гидратов действуют ниже перечисленные основные факторы:

- геологические, физико-географические и климатические условия того или иного месторождения;
- технологические особенности ингибитора, используемого к применению с учетом функционирования сбора, промысловой и заводской обработки газа на разбираемом месторождении, вероятностей использования нынешних технологий рециркуляции ингибиторов;
- коррозионная активность главного реагента, входящего в состав ингибитора гидратов;
- совместимость ингибитора с пластовой минерализованной водой и с другими реагентами при компановке составов многоцелевого назначения, например, при выборе состава комплексных ингибиторов коррозии, парафиноотложения и гидратообразования, либо составов для выноса пластовой воды из скважин или шлейфов и обеспечивающих в то же время предотвращение гидратообразования;
- вероятность организации личного производства ингибитора вблизи месторождения с применением компонентов природного газа в качестве сырья;
- ожидаемый и действительный удельный расход ингибитора на промысле и технико-экономические показатели с учетом дополнительных затрат на хранение реагентов, создания резервных запасов и утилизации промышленных стоков;
- особенности приготовления ингибитора нужного состава и его рассредоточение по точкам ввода, трудности, появляющиеся при автоматизации процесса ингибирования;

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						77
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- класс токсичности и следование мерам безопасности, нужных при применении реагента;
- вероятность и целесообразность восстановлении отработанных растворов ингибиторов и выбор наилучшей технологии регенерации;
- пути утилизации отработанных растворов ингибиторов, которые невозможно регенерировать, с целью соблюдения требований к охране окружающей среды (обезвреживание промышленных стоков и их закачка в поглощающие горизонты с учетом особенностей охраны геологической среды).

Перечисленные факторы необходимо учитывать при проектировании разработки месторождений углеводородов, при реконструкциях и модернизациях действующего промыслового оборудования и видоизменении технологии обработки газа, а также при анализирование потенциалов перехода на новые ингибиторы гидратообразования.

Ингибиторы гидратообразования можно подразделить на три класса [9]:

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

2. Кинетические ингибиторы гидратообразования, обрывающие на время процесс формирования гидратов (потенциальная замена термодинамическим ингибиторам);

3. Реагенты, почти предотвращающие (или резко тормозящие) отложение гидратов за счет частичной блокировки жидкой водной фазы, предупреждают прямой контакт газ – вода, обеспечивая тем самым многофазный перегон продукции скважин в режиме гидратообразования.

4.2.3.2 Термодинамические ингибиторы и особенности их технологического применения

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						78
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Устройство действия термодинамических ингибиторов

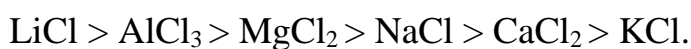
гидратообразования содержится в уменьшении термодинамической активности воды в водном растворе и тем самым, в видоизменении равновесных условий формирования гидратов. В качестве подобных обстоятельств применяются водные растворы электролитов и неэлектролитов. Всё же имеются такие вещества (серный эфир, ацетон, некоторые спирты, например изопропиловый), которые, с одной стороны, уменьшают активность воды в водном растворе, а с другой – сами участвуют в формировании разнородного газового гидрата. Поэтому для таких веществ находится граница их ингибиторского воздействия (т.е. начиная с какой-то концентрации ингибитора в водной фазе, условия гидратообразования почти прекращаются изменяться).

Насколько хорошо известно, в России и странах СНГ в промышленных условиях практически применялись три группы термодинамических ингибиторов:

- водные растворы электролитов;
- антигидратные реагенты на базе гликолей;
- метанол и некоторые составы на его основе.

Антигидратные составы на базе растворов электролитов

Растворы электролитов инициативно употреблялись на газовых промыслах в 50-70-е гг. Из общественных термодинамических представлений легко прийти к выводу, что только хлориды и нитраты могут быть конкурентоспособными при предпочтении солей-ингибиторов, всё же хлориды значительно дешевле. По антигидратной активности хлоридов (оцениваемой по уменьшению температуры гидратообразования в водном растворе заданной массовой концентрации электролита и фиксированном давлении) располагает место следующий ряд:



					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						79
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

При всем при этом из экономических взглядов хлорид кальция между индивидуальными электролитами является вне конкуренции.

Плюсы этого ингибитора – высокая антигидратная активность, низкая стоимость технических сортов (как побочного продукта содового производства), достаточная простота создания раствора, не токсичность. Минусы – очень значительная коррозионная активность, вероятность выпадения осадка при смеси с пластовой минерализованной водой, нужда специального узла подготовки рабочего раствора.

Для снижения коррозионной активности применяется эффективная технология удаления растворенного кислорода из раствора хлорида кальция, а также употребления особых антикоррозионных добавок.

В данное время разработан строй комплексных ингибиторов на основной хлорида кальция.

Для роста антигидратной активности хлорида кальция предлагались разнообразные добавки: хлорид лития (технических сортов), метанол и др.

Уменьшить коррозионную активность препаратов хлорида кальция возможно внедрением в раствор смеси гидразина (в виде гидратов и солей) и производных триазола.

Ингибиторы гидратообразования на основе гликолей

Гликоли – распространенные ингибиторы гидратообразования для технологии процесса низкотемпературной сепарации (НТС) – в особенности активно применялись на южных газоконденсатных месторождениях с конца 50-х гг. В газовой промышленности максимальное использование находит диэтиленгликоль, используемый также как абсорбент при осушке газа.

Диэтиленгликоль – сравнительно действенный ингибитор гидратообразования. Одним из его плюсов оказывается малая растворимость в газовой фазе (в частности его потери обуславливаются механическим уносом в капельном виде в количестве 10-40 г/1000 м³ газа); разработаны в подробностях

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						80
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

системы восстановления отработанного раствора. Минусы: значительная цена, установленные технологические сложности при делении эмульсии ДЭГ с нестабильным конденсатом (в особенности при присутствии ароматических углеводородов в конденсате), достаточно высокая вязкость и довольно значительная температура кристаллизации (что затрудняет его применение в северных условиях). С позиции экономических суждений ДЭГ замещается на более недорогой метанол.

4.2.3.3 Использование метанола в качестве ингибитора гидратообразования

В данное время на работающих месторождениях Крайнего Севера России как ингибитор гидратообразования используется только метанол. Метанол – обширно популярный антигидратный реагент, который используется как для предупреждения гидратообразования, так и для устранения появляющихся по каким-нибудь причинам гидратных отложений (несплошных гидратных пробок).

Кроме того он неизменно рекомендуется как ингибитор гидратообразования и на новых проектируемых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона и группы залежей п-ова Ямал. Метанол применяется на Оренбургском, Карачаганакском и Астраханском ГКМ, для природного газа в составе которого присутствует сероводород и диоксид углерода, а также на большинстве ПХГ, ГРС и шельфовых ГКМ.

Широкое применение метанола как ингибитора гидратообразования на газодобывающих предприятиях России определено следующими основаниями:

– сравнительно низкая стоимостью (по сопоставлению с другими ингибиторами гидратообразования), обширно развитой индустриальной базой. Изготовление метанола возможно непосредственно в пунктах потребления – газовых промыслах;

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		81

- значительной технологичностью процесса ввода и распределения метанола в ненужные участки технологической череды; нет необходимости в организации приготовления реагента, что, например, показывается типичной особенностью использования ингибиторов неэлектролитов;
- максимальной среди популярных ингибиторов антигидратной активностью, которая сохраняется даже при отрицательных температурах;
- весьма низкой температурой замерзания концентрированных растворов метанола и необыкновенно низкой их вязкостью при -50°C ;
- относительно слабой растворимостью метанола в нестабильном конденсате, в особенности при взаимодействии нестабильного газового конденсата с отработанным (насыщенным) водным раствором метанола, концентрацией менее 50 масс. %;
- отсутствием коррозионной активности метанола и его водных растворов;
- присутствием довольно легких технологических схем восстановления отработанных растворов;
- принципиальной проработанностью в данное время проблем утилизации и захоронения промышленных отходов, которые содержат метанол, по причине постоянно растущими требованиями к охране окружающей среды;
- значительной действенностью реагента не только для предупреждения гидратообразования, но и при устранении появляющихся при нарушениях технологического порядка не сплошных гидратных пробок (отложений) в промысловых коммуникациях (скважинах, шлейфах, коллекторах, АВО, теплообменном оборудовании).

Наряду с чистым метанолом почти с той же антигидратной эффективностью возможно применять технические сорта, а также его водные растворы.

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						82
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В соответствие выше сказанным, наблюдается целый ряд положительных моментов, делающих заманчивым применение в качестве ингибитора гидратообразования концентрированного метанола, его водных растворов и составов на его основе, в особенности в сложных обстоятельствах газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области, Красноярского края и п-ова Ямал.

Тем не менее, применение ингибиторов на основе метанола обладает рядом серьезных изъянов, к которым прежде всего причисляются:

- весьма большая токсичность (как при влиянии паров, так и при попадании на кожу и вовнутрь организма), а также значительная пожароопасность;
- вероятность выпадения солей при перемешивании с весьма минерализованной пластовой водой и, как результат, солеотложения в промысловых коммуникациях;
- эффект частого увеличения кристаллогидратов в присутствии разведенных водных растворов метанола низкой концентрации для предупреждения гидратов;
- значительная упругость паров метанола (нормальная температура кипения $\sim 65^0$ C), связанная с этим его очень большая растворимость в сжатом природном газе и, согласно, увеличенный удельный расход метанола.

4.2.3.4 Заливка метанола в газопровод

Согласно [5] метанол вводят в газопровод при помощи метанольниц. Это сосуды высокого давления емкостью 250 – 1000 л.

На рис.4.2 изображена схема метанольницы, используемая на магистральных трубопроводах. Индивидуальность схемы заключается в том, что при монтаже метанольницы у магистральных кранов на огороженной территории стравливать газ из газопровода не требуется.

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

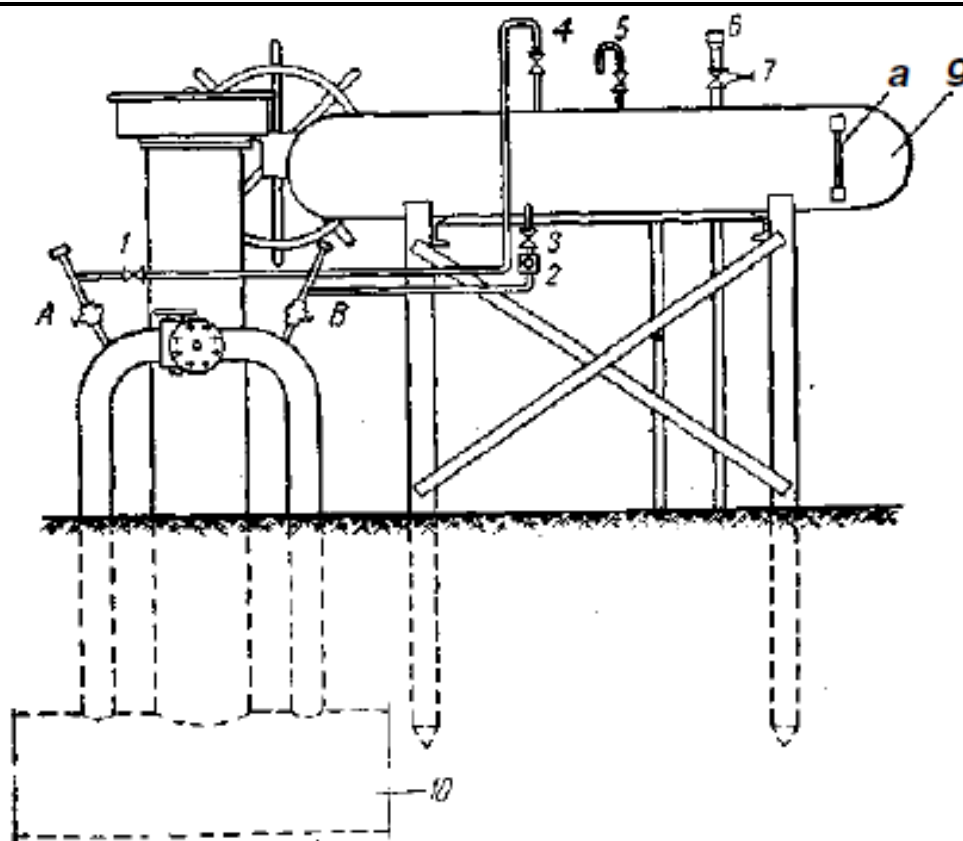


Рисунок 4.2 – Схема установки стационарной метанольницы [5]

Пополняют запасы метанола следующим образом. При перекрытых вентилях 1, 3 и 4 открывают игольчатый вентиль свечи 5 и сбрасывают из метанольницы газ. После этого, не перекрывая свечи 5, открывают вентиль 7 и через наливную воронку 6 из автоцистерны в метанольницу перекачивают метанол. Свеча 5 обязательно должна быть открыта для выхода воздуха из метанольницы. После заправки метанольницы вентили 5 и 7 перекрывают. Для включения метанольницы в работу необходимо при открытых вентилях А и В открыть вентили 1 и 4 и давление в емкости метанольницы 9 привести к равному давлению в газопроводе 10. Далее надлежит открыть вентиль 3 и приступить к вводу метанола в газопровод. Количество метанола регулируется вентилем 3 и просматривается через стекла фонаря 2, а количество залитого в емкость устанавливают по уровнемеру 8. При остановки метанольницы на долгое время вентили А, В, 1, 3 и 4 должны быть обязательно перекрыты, а газ из метанольницы удален.

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		84

Предварительно метанольница должны быть испытаны давлением 1,25Р_р.

Борьба с гидратообразованием на магистральных газопроводах крупных диаметров обнаружила, что профилактическая заливка малых количеств метанола сквозь всегда включенные метанольницы желаемых последствий не дает. Максимальный результат получается при принудительной заливке в газопровод значительных количеств метанола (800 – 1200 л) в сравнительно краткие сроки (1 – 2 ч).

Введение метанола через манометрические штуцеры с организацией перепада на линейном кране выполняется в следующей последовательности: кран в начале отрезка, на котором создан перепад, прикрывается (или закрывается до конца, если позволяет режим газоперекачки) до установлении перепада давления на кране 7 – 10 кг/см².

Наполненная метанолом передвижная метанольница подсоединяется через нижний сливной патрубок шлангом высокого давления к манометрическому штуцеру, на байпасе за краном (по ходу газа), а сверху также через шланг высокого давления подается газ под давлением газа от манометрического штуцера до крана. Метанол, таким образом, передавливается из метанольницы в трубу. Время заливки 800 л метанола в трубу составляет приблизительно 1 ч. Значительный недостаток данного способа содержится в том, что заливка метанола требует большого количества времени. При этом, манометрические штуцеры даже в процессе заливки временами засоряются гидратами, что затрудняет слив метанола в газопровод.

Заливка метанола в одну из ниток двухниточного перехода. В этом случае, когда точка гидратообразования размещена близко от двухниточного перехода (не далее 3 – 4 км), рационально заливать метанол через одну из ниток перехода, предварительно удалив из нее газ. Метанол заливается сквозь свечу при помощи насоса. По завершении заливки ненужного количества метанола эта нитка перехода подключается к работе, а вторая отключается на несколько часов.

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						85
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

После устранения завышенного перепада нормальный порядок газопередачи восстанавливается и обе нитки включаются в работу. Недостаток этого метода – непродуктивные утраты газа при стравливании его в атмосферу.

Заливка метанола через манометрические штуцеры с применением компрессора высокого давления выполняется с соблюдением порядка: наполненная метанолом передвижная метанольница подсоединяется при помощи шлангов высокого давления через нижний штуцер к манометрическому штуцеру крана, через верхний к компрессору высокого давления. Потом подключается к работе компрессор, в метанольнице формируется давление на 20-30 кПа*см что больше чем давления в газопроводе, открываются вентили и метанол передавливается в газопровод. Проверка давления выполняется по манометру, смонтированному на емкости. Кроме того, закрепляется и время завершения заливки (в момент освобождения давление сильно снижается), время заливки 800 л метанола 20 – 25 мин.

Метод разрешает при низкой затрате времени заливать в газопровод метанол без потери газа.

К минусам метода причисляются необходимость использования компрессора высокого давления и присутствия квалифицированного персонала для обслуживания компрессора.

Заливка метанола в газопровод через специальные штуцера-отводы у магистральных кранов также производится из передвижной метанольницы.

Слив метанола совершается самотеком; для ускорения слива возможно сформировать перепад давления на магистральном кране.

Порядок операции при заливке:

а) сливной патрубком передвижной метанольницы объединяется со штуцером отводом (рис.4.3) при помощи фланцевого соединения или иным способом, который обеспечивает герметичность;

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

б) в метанольницу передается давление через шланг высокого давления, который соединен с манометрическим штуцером линейного крана;

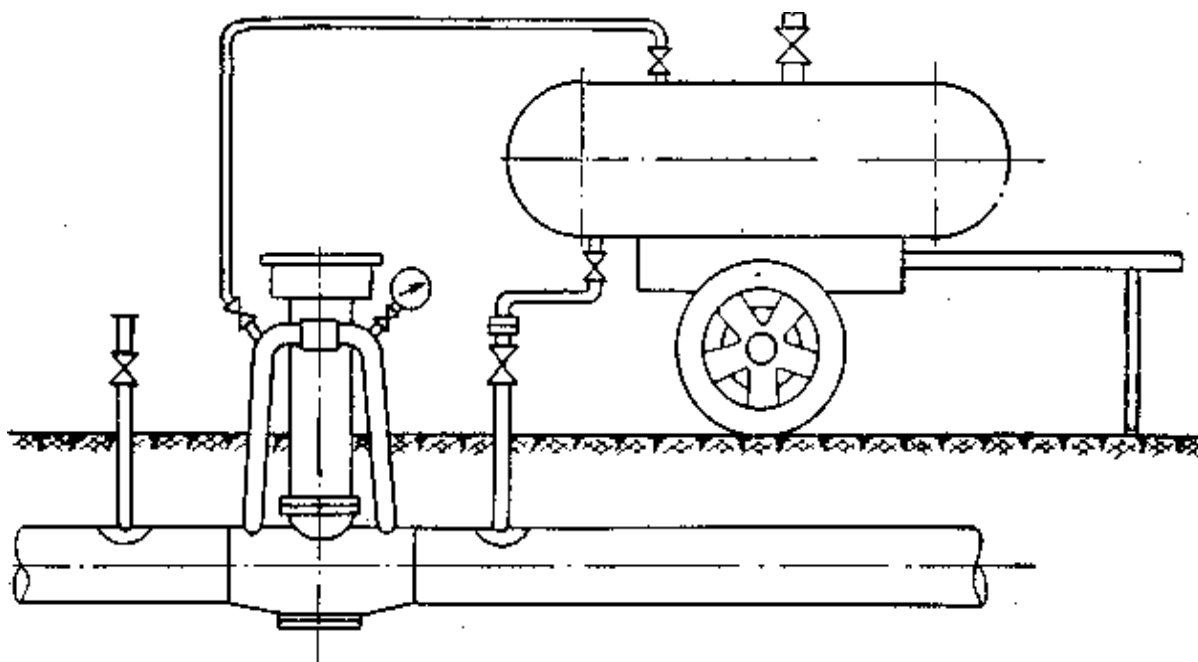


Рисунок 4.3 – Схема ускоренной заливки метанола в газопровод ,при помощи передвижной метанольницы [5]

в) открывается кран на штуцере, вмонтированном в газопровод, потом на сливном патрубке метанольницы и метанол перекачивается в газопровод.

Продолжительность операции на одну емкость 800 л около 20 мин.

Конечно, что использование данного способа требует предварительной подготовки, а именно варки штуцеров в трубопровод.

Настоящий способ является наиболее результативным, так как дает вероятность скорой заливки в газопровод значительных объемов метанола без использования редкого оборудования (компрессоры высокого давления) и не требует добавочного персонала для обслуживания.

4.2.3.5 Прогноз потребления метанола в газовой промышленности Российской Федерации на перспективу до 2030 года

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		87

Метанол является наиболее распространённым ингибитором гидратообразования, потому что имеет лучшее соотношение цена – технологическая результативность.

Прогноз объемов потребления метанола в газовой промышленности России на период до 2030 г. подготавливался на основе:

1. Данных по прогнозным объемам и составам углеводородного сырья газодобывающих предприятий России;
2. Средних годовых удельных показателей использования метанола по месторождениям, которые приняты на основании рассмотрения статистики использования метанола газодобывающими предприятиями России и данных по прогнозным объемам использования метанола и схемам подготовки углеводородного сырья к транспорту, взятых у газодобывающих предприятий России.

В таблице 4.1 изображен прогноз объемов использования метанола в газовой промышленности Российской Федерации на период до 2030 г.

По таблицы 4.1 видно, что объем использования метанола в газовой промышленности России к 2030 г. составит более 1 млн. тонн в год.

Увеличение производства метанола связано, прежде всего с разработкой валанжинских и ачимовских месторождений, газ с которых можно охарактеризовать значительным конденсатным фактором, нежели сеноманский сухой газ, а, значит, использованием схемы промысловой подготовки конденсатсодержащих газов предоставленных месторождений, которая будет выполняться способом низкотемпературной сепарации (НТС) на температурном уровне минус 25-30°С или методом НТС на температурном уровне -70 °С.

Таблица 4.1 – Прогноз объемов потребления метанола в газовой промышленности Российской Федерации на период до 2030 г

Предприятия	2006	2010	2015	2020	2025	2030
-------------	------	------	------	------	------	------

1	2	3	4	5	6	7
Добыча газа всего в РФ, млрд. м ³	629	689	735	778	792	804
Потребление метанола, всего в РФ, тыс. т	263	355	538	751	922	1050

4.2.4 Очистка внутренней поверхности магистрального газопровода

4.2.4.1 Эксплуатационная продувка газопровода

Выше говорилось что, результативность работы трубопровода значительно зависит от чистоты внутренней поверхности трубы. При гладких стенках труб пропускная способность газопровода близка к расчетному значению. В случае если внутренняя поверхность трубы загрязнена, то производительность трубопровода уменьшается, а перепад давления на этом участке вырастает. [5], [6]

При эксплуатации газопроводов надо наблюдать за отложением в них механических примесей, конденсатов, воды, турбинного и солярового масел, тяжелых углеводородов и др. В особенности нужно наблюдать за загрязнением внутренней поверхности трубопровода, транспортирующего газ, при наличии сероводорода. В таком случае внутри газопровода возможно образование и скопление пирофорной пыли.

Вслед за тем окончанием строительства трубопроводов при недостаточно скрупулезной продувке в них сохраняется много воды, песка и грязи.

Во время эксплуатации газопроводов вода, которая скапливается в низких местах, в осенне-зимний период оказывать содействие формированию гидратных и ледяных пробок, что в свою очередь приводит к значительному

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		89

сокращению пропускной способности, и в отдельных случаях и полную закупорку газопровода.

Меры, которые принимаются с целью борьбы с гидратообразованием, и удалением из трубопровода конденсата не способствуют полной очистке; большая часть загрязнений сохраняется в газопроводе. Оттого для более глубокого удаления загрязнений нужно с определенной периодичностью (желательно в летний период) освобождать внутреннюю поверхность газопровода продувкой некоторых участков газом и с использованием ерша или без него.

Эксплуатационная продувка газопровода — это значительная и ответственная процедура, связанная с остановкой газопровода и выпуском в атмосферу крупного объема газа. Поэтому продувки должны выполняться на основе скопленных и обработанных эксплуатационных значений. В начале нужно провести работы по осмотру газопровода, по результатам которых определяются перепады давления, коэффициенты гидравлического сопротивления и коэффициенты эффективности всех участков трубопровода.

Продувки газопровода во время его эксплуатации зачастую проводят без использования ерша. Вырезку из газопровода катушки и монтаж продувочного патрубка для продувки без прекращения газопередачи выполняют на участках, обладающих двухниточным переходом (в поймах рек, на переходах через болота, КС и др.). На двухниточных трубопроводах, имеющих перемычки, патрубки возможно врезать в любом месте.

Процесс продувки производится по приведенной ниже последовательности (рис. 4.4):

1) главная нитка перехода закрывается кранами 1 и 3, газ подается по резервной нитке перехода. Из основной нитки газ сбрасывается и выполняется монтаж продувочного патрубка 2;

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						90
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

2) закрываются краны В и 5, открывается кран 1 и продувается отрезок трубопровода между кранами В и 1;

3) открывается кран В и производится продувка трубопровода на всем участке от крана А до крана 1;

4) для окончательной продувки всего участка газопровода открывается кран А;

5) следом за окончанием продувки (продувка выполняется до выхода чистого газа) кран 1 перекрывается, открывается кран 5, и газ устремляется по обводному газопроводу;

б) демонтируется продувочный патрубок, монтируется катушка и открываются краны 1 и 3.

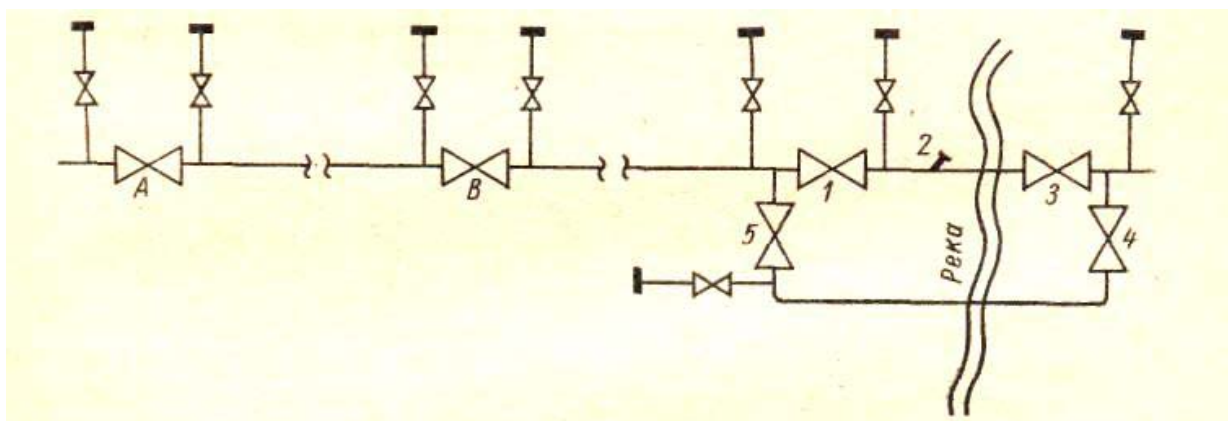


Рисунок 4.4 – Эксплуатационная продувка газопровода [6]

При данном способе транспортировка газа по трубопроводу прерывается исключительно на время продувки (3 – 4 ч), в связи с тем, что во время выполнения огневых работ газ подается по резервной нитке. При значительных загрязнениях, а также в местностях, где дистанция между речными переходами большая, меняют направления патрубка на противоположное и продувают оба примыкающих к переходу участка, как по ходу газа, так и с обратной стороны.

Эксплуатационная продувка газопровода с ершом выполняется редко и только на некоторых участках трубопровода между кранами.

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		91

При эксплуатационной продувке трубопроводов нужно соблюдать установленную последовательность работ, обеспечивающую их ясное и безопасное выполнение. Закрываемые краны магистрального трубопровода с пунктом продувки объединяются надежной телефонной или радиосвязью. Точка продувки охраняется специализированными постами. Выполняются меры по недопущению формирования в трубе взрывоопасной газозооушной смеси.

До начала работ готовится инструкция, подробно описывающая все периоды работы и мероприятия, которые обеспечивают безопасность выполнения работ. Инструкция должна быть утверждена главным инженером управления магистральных газопроводов и согласована с газовой инспекцией. Весь персонал, который участвует в продувке, обязан жестко следовать инструкции.

Временами, в частности в начальный период эксплуатации трубопровода, по причине замерзания не удаленной из газопровода воды формируются ледяные пробки. В случае если сформировавшаяся пробка не растворяется метанолом, применяют подогрев. Разогрев газопровода является опасной операцией и несовершенен, поэтому использовать его рекомендуется только в самых безвыходных ситуациях. Подогрев выполняется по следующей схеме. В месте предполагаемого образования пробки разрабатывают котлован. В трубе следом за предварительным снижением давления до 60 – 80 мм вод. ст. просверливают отверстие и нарезают метчиком резьбу, в которую монтируется штуцер с игольчатым краном. К вентилю подводят шланг с длинной трубкой. Зажигают идущий из отверстия газ, объем которого регулируется вентилем, и прогревают трубу до совершенного растворения ледяной пробки. В случае, когда ледяная пробка большой длины, то просверливают некоторое количество отверстий и прогрев выполняют в этих местах. Следом за окончанием прогрева в отверстие вбивается металлический чопик, который потом обваривается.

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						92
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В связи с тем при подогреве полностью уничтожается изоляция, то после окончания работ ее следует нанести заново.

С целью предупреждения формирования пробки и загрязнения газопровода надо скрупулезно наблюдать за работой пылеуловителей и конденсатосборников, систематически продувать пылеуловители, а накапливающуюся в водосборниках влагу регулярно (по графику) удалять из трубопровода. Кроме того нужно следить за качественной работой установки по осушке газа на головных сооружениях.

Внимательное слежение за режимом трубопровода – важное условие для предотвращения его засорения и гарантирование работы на всю пропускную способность.

4.2.4.2 Очистка полости от твердых и жидких примесей пропуском очистных устройств

Во время эксплуатации магистрального газопровода протекает загрязнение внутренней части трубы частицами породы, окалиной, отслоившейся от труб, конденсатом, водой метанолом и т.д. Данные загрязнения приводят к повышению коэффициента гидравлического сопротивления и к понижению пропускной способности трубопровода. Внутренняя поверхность трубопровода очищают от загрязнений приведенными способами: регулярными очистными устройствами без прекращения подачи газа; разовым применением очистных устройств с прекращением перекачки газа; установкой конденсатосборников и дренажей в пониженных точках трубопровода; увеличением скоростей потоков газа в некоторых нитках системы трубопровода и дальнейшим улавливанием жидкости в пылеуловителях компрессорных станций. Самый эффективный прием очистки – без прекращения перекачки газа при помощи очистных механизмов. Этот способ позволяет постоянно поддерживать коэффициент гидравлического сопротивления газопровода, равным первоначальному значению. Периодичность пропуска очистных

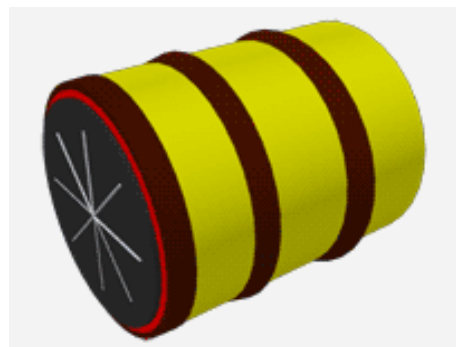
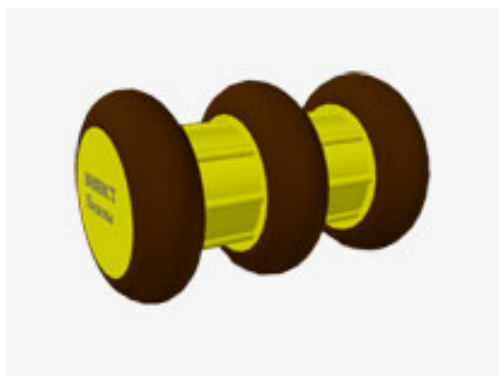
					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
						93
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

устройств можно оценить по увеличению гидравлического сопротивления газопровода. [6], [10]

В качестве очистных устройств применяют очистные поршни, скребки, поршни-разделители. В зависимости от вида загрязнений (твердые частицы, жидкость) применяют и определенные очистные устройства. Основное требование к ним: быть износостойкими, обладать хорошей проходимостью через запорные устройства, простыми по конструкции и дешевыми.

Наиболее часто применяют очистные устройства типа ДЗК-РЭМ, ОПР-М, позволяющие одновременно очищать полость газопровода от твердых и жидких веществ. Для очистки газопроводов больших диаметров применяют поршни разделители ДЗК-РЭМ-1200, ДЗК-РЭМ-1400, ОПР-М-1200, ОПР-М-1400.

Для движения поршня по газопроводу на нем создается определенный перепад давления, который зависит в основном от его конструкции. Создаваемый перепад давления на поршне в среднем равен 0,03 – 0,05 МПа. Скорость движения поршня в газопроводе зависит от скорости движения газа, наличия загрязнений в нем, герметичностью соприкасающихся поверхностей. Она составляет 85-95% скорости газа в газопроводе. При движении очистного устройства по газопроводу благодаря его плотному прилеганию к стенке трубы происходит ее очистка, Продукты очистки (твердые частицы, жидкость) собираются перед очистным устройством и движутся вместе с ним. От герметичности между поршнем и стенкой трубы во многом зависит степень очистки последней.



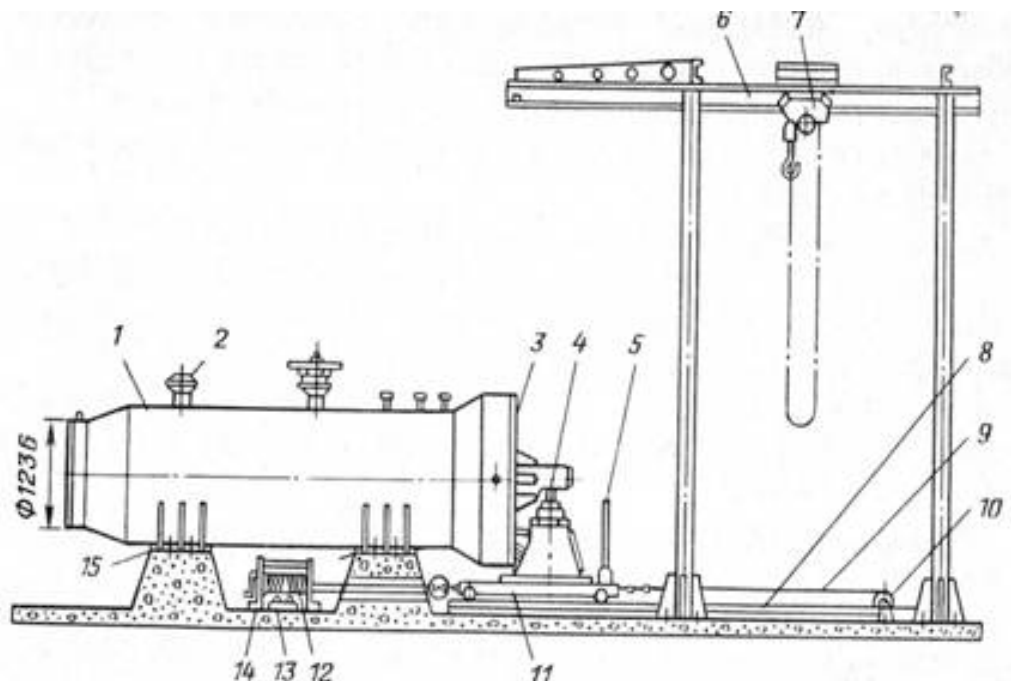
					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		94

а

б

Рисунок 4.5 – а – внешний вид поршня ОПР-М; б – очистной поршень типа ДЗК-РЭМ [10]

На всех проектируемых и вновь вводимых магистральных газопроводах предусматривают устройства по очистке внутренней полости газопровода от загрязнения при помощи пропуска очистных поршней. В состав устройства входят узлы пуска и приема очистных поршней. Узлы пуска и приема очистных поршней располагают вблизи узлов подключения КС, а чаще их совмещают. На начальном участке МГ монтируют узел пуска очистных поршней, на конечном участке – узел приема, а на всех промежуточных пунктах (на КС) совмещенные узлы приема и пуска. Предусматривают устройства для очистки полости газопровода и на наиболее сложных и ответственных участках трассы газопровода, например на переходах через водные препятствия. При этом на первом берегу по ходу газа монтируется узел пуска очистных поршней, а на втором – узел приема. В зависимости от технологических схем газопровода и составов перекачиваемого газа места расположения очистных устройств могут быть самыми различными.



					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		95

Рисунок 4.6 – Камера пуска очистных устройств [10]:

1 – обечайка, 2 – патрубок, 3 – концевой затвор, 4 – шаровые затворы, 5 – затвор, 6 – подъемное устройство, 7 – ручная таль, 8 – рельсы, 9 – тросы, 10 – кронштейны с блоками, 11 – тележка, 12 и 13 – левая и правая навивка, 14 – барабан лебёдок.

Совмещенный вариант расположения узлов пуска и приема представляют собой комплексное устройство, состоящее из установленных одна против другой на бетонных опорах камер пуска и приема поршня. Камера пуска включает обечайки с приваренными опорами, патрубок диаметром 500 мм, концевой затвор с заслонкой и устройством для запасовки поршня. Камера приема аналогична по конструкции камере пуска, но, в отличие от нее, имеет амортизатор.

Заслонка камер пуска и приема закреплены в шаровых опорах тележек, на которых установлены пульта управления гидросистемой затвора. Тележки передвигаются по двум участкам рельсового пути с помощью механизма перемещения, состоящего из двух лебедок, их кронштейнов с блоками и тросов, которые крепятся к рым-болтам тележек при помощи металлических планок и наматываются на барабан лебедок с левой и правой навивкой для обеспечения реверсивного движения тележек. Для погрузки и выгрузки очистных поршней с кареток камер пуска и приема предусмотрено подъемное устройство с ручной талью.

Наиболее ответственная часть камер пуска и приема – концевой затвор. Камеры приема и пуска изготавливаются на рабочее давление 7,5 МПа и температуру рабочей среды от -60 до +60° С. После 100 циклов (открытие и закрытие) проводят ремонт прокладок и быстроизнашивающихся деталей. Общий ресурс – 1000 циклов. Конструктивно узлы пуска и приема, а также участки газопровода длиной по 100 м, примыкающим к ним, выполняются в

Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата

Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов

соответствии с требованиями, предъявляемыми к участкам первой категории. Их испытания проводят гидравлически с давлением равным $1,25 \cdot P_{раб}$.

Чтобы обеспечить возможность периодической очистки полости газопровода, необходимо предусмотреть следующие требования, которые позволят поршню беспрепятственно пройти на всем очищаемом участке от камеры пуска до камеры приема:

- диаметр газопровода для пропуска очистных поршней должен быть по всей длине одинаковым;
- запорная линейная арматура должна быть равнопроходной;
- в тройниках на отходах, если их диаметр более 30% диаметра основного газопровода, предусматривается установка направляющих планок для предотвращения заклинивания очистного поршня;
- внутренняя поверхность труб не должна иметь выступающих деталей, кроме сигнализаторов, рычаг которого утопает при прохождении очистного устройства;
- отводы, компенсаторы должны быть с радиусом изгиба не менее пяти диаметров очищаемого газопровода;
- конденсатосборники типа “расширительная камера” оборудуются направляющими планками для беспрепятственного прохода очистительного поршня, причем они не должны мешать нормальной работе конденсатосборника;
- переходы через естественные и искусственные препятствия должны выполняться с учетом дополнительных нагрузок от массы поршня и газоконденсатной смеси

					Борьба с гидратообразованием и закупоркой газопроводов	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		97

5. Моделирование образования гидратов на внутренней поверхности трубы

Для численного моделирования образования газовых гидратов, образующихся на поверхности трубы, будет использоваться итерационно-интерполяционный метод.

5.1 Постановка задачи об образовании гидратов на внутренней поверхности трубы

Будем рассматривать сечение круглой трубы, на внешней поверхности которой происходит теплообмен с окружающей средой, а внутренняя поверхность обтекается потоком газа, содержащем водяной пар. Процесс образования гидратов будем считать равновесным и моделировать как фазовый переход 1-го рода (происходит при постоянной температуре, определяемой по кривой фазового равновесия). Все теплофизические параметры задачи будем считать постоянными. Таким образом, образование гидратов идет только за счет охлаждения трубы. Процессы теплообмена в стенке трубы и слое гидрата будем описывать уравнением теплопроводности с постоянными коэффициентами, записанным в цилиндрической системе координат [43-45]:

$$r \frac{\partial T}{\partial t} + rv_r \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r\lambda}{\rho c_p} \frac{\partial T}{\partial r} \right) \quad (5.1.1)$$

где t - время, r - радиальная координата, отсчитываемая от оси трубы, λ - коэффициент теплопроводности, ρ - плотность, c_p - удельная теплоемкость, T - температура, v_r - скорость движения среды.

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Красуцкий С.П.			Моделирование образования гидратов на внутренней поверхности трубы	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					98	163
Консульт.						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6А</i>		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

В начальный момент времени температура стенки полагается постоянной и равной температуре газового потока.

$$T_{t=0} = T_0. \quad (5.1.2)$$

На внешней поверхности трубы выставляются граничные условия 1-3 рода, записанные в обобщенном виде:

$$\alpha_w \left(r \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \beta_w T \Big|_{r=r_w} = f_w. \quad (5.1.3)$$

В частности, если трубопровод находится в грунте, то выставляется граничное условие 1-го рода:

$$\alpha_w = 0, \quad \beta_w = 1, \quad f_w = T_w. \quad (5.1.4)$$

На границе контакта «труба – слой гидратов» выставляются условия сопряжения (равенство тепловых потоков и температур):

$$\lambda_i \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=x_i-0} = \lambda_{i+1} \frac{\partial T}{\partial x} \Big|_{x=x_i+0}, \quad (5.1.5)$$

$$T \Big|_{x=x_i-0} = T \Big|_{x=x_i+0}, \quad i = \overline{1, N-1}.$$

На поверхности слоя гидратов задается условие 1-го рода, а скорость движения границы слоя гидратов определяется из соотношения Стефана:

$$T \Big|_{r=r_e} = T_e,$$

$$v_g = - \frac{\lambda_g}{\rho_g Q_g} \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_e}, \quad (5.1.6)$$

где $v_g, \lambda_g, \rho_g Q_g$ - линейная скорость гидратообразования, коэффициент теплопроводности гидратов, плотность гидратов, удельная теплота гидратообразования. Индексы «w», «e» отвечают внешней поверхности трубы и внутренней поверхности слоя гидратов.

Данная задача решалась численно итерационно-интерполяционным методом [46]. Приведем разностную схему, применявшуюся в расчетах.

					Моделирование образования гидратов на внутренней поверхности трубы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		99

Запишем исходные уравнения и граничные условия в общем виде:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left(a_1 \frac{\partial F}{\partial x} \right) &= -a_2 \frac{\partial F}{\partial x} + a_4 + a_6 \frac{\partial F}{\partial t}, \\ \alpha_w \left(a_1 \frac{\partial F}{\partial x} \right) + \beta_w F \Big|_{x=x_w} &= f_w, \\ \alpha_0 \left(a_1 \frac{\partial F}{\partial x} \right) + \beta_0 F \Big|_{x=0} &= f_0. \end{aligned} \quad (5.1.7)$$

Разобьем область решения $[0, x_w]$ неравномерной сеткой на N отрезков, так чтобы узлы сетки совпадали с местами контактов слоев. На i -ом интервале с шагом $h_i = x_i - x_{i-1}$ искомую функцию F и коэффициенты a_i представим в виде многочлена 1-ой степени. Проинтегрировав в подобном узле уравнение (7) по x влево и вправо от узла и усредняя коэффициент при конвективном члене как сумму удвоенного значения в узле и соседней точке, поделенную на три, получим следующие выражения для потоков в i -ом узле сетки слева и справа:

$$\begin{aligned} a_1 \frac{\partial F}{\partial x} \Big|_{x=x_i-0} &= (F_i - F_{i-1}) \left[\frac{a_{1,i} + a_{1,i-1}}{2h_i} - \frac{a_{2,i-1} + 2a_{2,i}}{6} \right] + \frac{h_i a_{4,i}}{2} + \frac{h_i a_{6,i}}{2} \frac{(F_i - F_{i,t})}{\tau}, \\ a_1 \frac{\partial F}{\partial x} \Big|_{x=x_i+0} &= (F_{i+1} - F_i) \left[\frac{a_{1,i+1} + \bar{a}_{1,i}}{2h_{i+1}} + \frac{a_{2,i+1} + 2\bar{a}_{2,i}}{6} \right] - \frac{h_{i+1} \bar{a}_{4,i}}{2} - \frac{h_{i+1} \bar{a}_{6,i}}{2} \frac{(F_i - F_{i,t})}{\tau} \end{aligned} \quad (5.1.8)$$

Здесь: τ - шаг по времени, нижний индекс t – означает значение на предыдущем слое по времени, черта снизу соответствует значению слева от узла, черта сверху - справа.

Приравнявая потоки в узлах сетки, получим следующую систему линейных алгебраических уравнений:

					Моделирование образования гидратов на внутренней поверхности трубы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		100

$$\begin{aligned}
A_i F_{i-1} - C_i F_i + B_i F_{i+1} &= -D_i, \quad i = \overline{1, N-1}, \\
A_i &= \tau [h_{i+1} (\underline{a}_{1,i} + a_{1,i-1}) - \beta_i (2\underline{a}_{2,i} + a_{2,i-1})], \\
B_i &= \tau [h_i (\overline{a}_{1,i} + a_{1,i+1}) - \beta_i (2\overline{a}_{2,i} + a_{2,i+1})], \\
C_i &= A_i + B_i + \frac{(\overline{a}_{6,i} + \underline{a}_{6,i})}{2} \gamma_i, \\
D_i &= \gamma_i \left[\frac{(\overline{a}_{6,i} + \underline{a}_{6,i})}{2} F_{i,t} - \tau \frac{(\overline{a}_{4,i} + \underline{a}_{4,i})}{2} \right], \\
S_6 &= \frac{(\overline{a}_{6,i} + \underline{a}_{6,i})}{2} \gamma_i, S_4 = \frac{(\overline{a}_{4,i} + \underline{a}_{4,i})}{2} \gamma_i, \\
C_i &= A_i + B_i + S_6, \\
D_i &= S_6 F_{i,t} - \tau S_4, \\
\beta_i &= \frac{h_i h_{i+1}}{3}, \quad \gamma_i = h_i h_{i+1} (h_i + h_{i+1}).
\end{aligned} \tag{5.1.9}$$

Аналогично, используя выражения для потоков и подставляя их в граничные условия (7), получим разностную аппроксимацию граничных условий:

$$\begin{aligned}
A_N F_{N-1} - C_N F_N &= -D_N, \\
A_N &= \alpha_w \tau [(a_{1,N} + a_{1,N-1}) - \frac{h_N}{3} (2a_{2,N} + a_{2,N-1})],
\end{aligned} \tag{5.1.10}$$

$$\begin{aligned}
C_N &= A_N + \alpha_w h_N^2 a_{6,N} + 2\beta_w \tau h_N, \\
D_N &= \alpha_w h_N^2 (a_{6,N} F_{N,t} - \tau a_{4,N}) + 2f_N \tau h_N.
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
-C_1 F_1 + B_1 F_2 &= -D_1, \\
B_1 &= \alpha_1 \tau [(a_{1,1} + a_{1,1}) + \frac{h_1}{3} (2a_{2,1} + a_{2,2})],
\end{aligned} \tag{5.1.11}$$

$$\begin{aligned}
C_1 &= B_1 + \alpha_1 h_1^2 a_{6,1} - 2\beta_1 \tau h_1, \\
D_1 &= \alpha_1 h_1^2 (a_{6,1} F_{1,t} - \tau a_{4,1}) - 2f_1 \tau h_1.
\end{aligned}$$

Таким образом, исходная задача (7) сводится к системе алгебраических уравнений (9), (10), (11). Данная система имеет трехдиагональную матрицу и может быть решена методом скалярной прогонки [47]. На первом этапе вычисляются прогоночные коэффициенты:

					Моделирование образования гидратов на внутренней поверхности трубы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		101

$$\begin{aligned}
M_N &= A_N / C_N, \\
P_N &= D_N / C_N, \\
M_i &= A_i / (C_i - B_i M_{i+1}), \\
P_i &= (B_i P_{i+1} + D_i) / (C_i - B_i M_{i+1}), \quad i = \overline{N-1, 1},
\end{aligned}
\tag{5.1.12}$$

на втором этапе вычисляются значения функции в узлах сетки:

$$\begin{aligned}
F_0 &= (B_0 P_1 + D_0) / (C_0 - B_0 M_1), \\
F_i &= M_i F_{i-1} + P_i, \quad i = \overline{1, N}.
\end{aligned}
\tag{5.1.13}$$

Так как скорость движения границы слоя гидратов заранее не известна, то использовались итерации на каждом временном слое. Условие сходимости имело вид:

$$\left| \frac{T^k - T^{k-1}}{T^k} \right| < \varepsilon,
\tag{5.1.14}$$

где k - номер итерации, ε - относительная точность.

Решение вышеописанной задачи было реализовано в виде пакета прикладных программ gidrat_1D_01, написанном совместно с Цимбалюком А.Ф. на языке высокого уровня Fortran 90 с использованием среды разработки Microsoft PowerStation и компилятора версии 6.1. [48]. Пакет имеет дружественный к пользователю интерфейс, который позволяет изменять исходные параметры задачи и получать результаты расчетов в графическом виде. Работа пакета начинается с запуска на счет исполняемого файла программы gidrat_1D_01.exe. Ниже приводится краткое описание пакета.

5.2 Программный комплекс gidrat_1D_01

Запуск каждой программы осуществляется посредством исполняемого файла (gidrat_1D_01.exe). Было унифицировано расширение файлов. Файл состоящий из названия программы и имеющий расширение .dan – содержит названия всех файлов исходных данных и управляющих параметров программы. Файл с расширением .res – массивы данных, в виде удобном для их обработки в пакете Excel. Расширение .nag указывает на файл тепловой нагрузки, заданной в

					Моделирование образования гидратов на внутренней поверхности трубы	Лист
						102
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

виде массивов значений от времени. Для удобства пользователя алгоритм ввода исходных данных так же был максимально унифицирован. В частности, ввод параметров ВП практически одинаков во всех программах. Поэтому опишем его применительно к программе gidrat_1D_01. Значения всех параметров ВП содержатся в файле параметров ВП. В качестве примера приведем файл gidrat_1D_01.dan, содержащий параметры не эксплуатировавшегося ВП (Таблица 5.2.1).

Данный файл можно редактировать посредством системы меню. На рисунках_ представлена последовательность действий по изменению исходных экспериментальных зависимостей $\theta(T_i)$. После окончания ввода эти значения выводятся на экран в виде значков (рис.), после чего производится построение монотонной сплайн-аппроксимации, которая также в виде графика выводится на экран. Пользователю предоставляется возможность повторить ввод посредством меню. Аналогично вводятся и редактируются значения $\Delta m/m_0(T_i)$. После этого можно изменить теплофизические параметры ВП.

Таблица 5.2.1
Пример файла ВП.

<i>значение</i>	<i>вводимая величина</i>
gidrat	Имя файлов результатов
gidrat	Имя файла рисунка
1	Тип граничного условия
300.0000	Максимальная температура на графике
250.0000	Минимальная температура на графике
20.0000	Максимальный тепловой поток на графике
1.0000	Шаг интегрирования
36000.0000	Время расчета
0.1000	Относительная точность по T
600.0000	Шаг вывода в файл
0.0000	Параметр релаксации
10	Число начальных слоев с малым шагом по t
300.0000	Начальная температура
40	Число расчетных точек
10	Число ячеек графика по x
10	Число ячеек графика по y
300.0000	Максимальная температура на графике
250.0000	Минимальная температура на графике

					Моделирование образования гидратов на внутренней поверхности трубы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		103

20.0000	Максимальный тепловой поток на графике
0.1000E+06	Минимальная температура на графике
0.0100	Максимальный тепловой поток на графике
0.0000	Минимальная температура на графике
0,8200	Внешний радиус
20	Число расчетных ячеек на слое
50.0000	Коэффициент теплопроводности
7790.0000	Плотность
550	Теплоемкость
8.000	Толщина
2	Число расчетных ячеек на слое
	Коэффициент теплопроводности
0.6643	Плотность
5091.3663	Теплоемкость
457.2009	Толщина

Рисунок 5.2.1. Ввод имен файлов результатов и рисунка.

На какой поверхности?

наружной

тыльной

на тыльной поверхности

Тип граничного условия

1-го рода

2-го рода

3-го рода

**на тыльной поверхности
граничное условие 1-го рода**

Ввод температуры $T_w = \text{const}$

постоянная температура [K]

Рисунок 5.2.2. Ввод данных граничных условий и типа тепловой нагрузки

Ваш выбор?

расчет

изменить исходные данные

выйти из пакета

Что изменить?

имена файлов результатов, рисунка

граничные условия и тип тепловой нагрузки

параметры материала слоев

параметры расчета

параметры графика

начальные значения

ничего

Число слоев

число слоев < 10

внешний радиус (м)

параметры материала

число расчетных ячеек на слое

коэффициент теплопроводности Вт/(м*К)

плотность (кг/м³·м)

теплоемкость (Дж/К*м³·м)

толщина (мм)

параметры материала

число расчетных ячеек на слое

коэффициент теплопроводности Вт/(м*К)

плотность (кг/м³·м)

теплоемкость (Дж/К*м³·м)

толщина (мм)

Рисунок 5.2.3. Ввод данных параметров слоев.

					Моделирование образования гидратов на внутренней поверхности трубы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		105

Ваш выбор?

расчет Да
 изменить исходные данные Нет
 выйти из пакета

Что изменить ?

имена файлов результатов, рисунка
 граничные условия и тип тепловой нагрузки
 параметры материала слоев
 параметры расчета
 параметры графика
 начальные значения
 ничего

Параметры расчета

число расчетных точек < 1000 Да
 шаг интегрирования (с)
 время расчета (с) Отменить
 относительная точность по T
 число начальных слоев с малым шагом по t
 параметр релаксации $0 < A_{rk} < 1$
 шаг вывода в файл .log
 Теплота фазового перехода
 доля массы в конвекции $0 < F_{k1}$
 источник тепла Дж/(К²·м³·с)

Рисунок 5.2.4. Ввод данных параметров расчета.

Ваш выбор?

расчет Да
 изменить исходные данные Нет
 выйти из пакета

Что изменить ?

имена файлов результатов, рисунка
 граничные условия и тип тепловой нагрузки
 параметры материала слоев
 параметры расчета
 параметры графика
 начальные значения
 ничего

Параметры графика

число ячеек графика по x Да
 число ячеек графика по y Отменить
 максимальная температура на графике (K)
 минимальная температура на графике (K)
 максимальный тепловой поток на графике Кет/м²м

Рисунок 5.2.5. Ввод данных в параметры графика.

Ваш выбор?

расчет Да
 изменить исходные данные Нет
 выйти из пакета

Что изменить ?

Да

Нет

- имена файлов результатов, рисунка
- граничные условия и тип тепловой нагрузки
- параметры материала слоев
- параметры расчета
- параметры графика
- начальные значения
- ничего

Начальные значения

300.0000 начальная температура (K)

Да

Отменить

Рисунок 5.2.6. Ввод начальных значений.

Ваш выбор?

- расчет
- изменить исходные данные
- выйти из пакета

Да

Нет

Что выводить на экран при расчете?

- график T(x)
- график Q(x)
- график T(t)
- график Q(t)
- график V(t)

Да

Нет

номера слоя по t = 20000
 итерация на слое = 1
 время (с) = 0.3600E+05

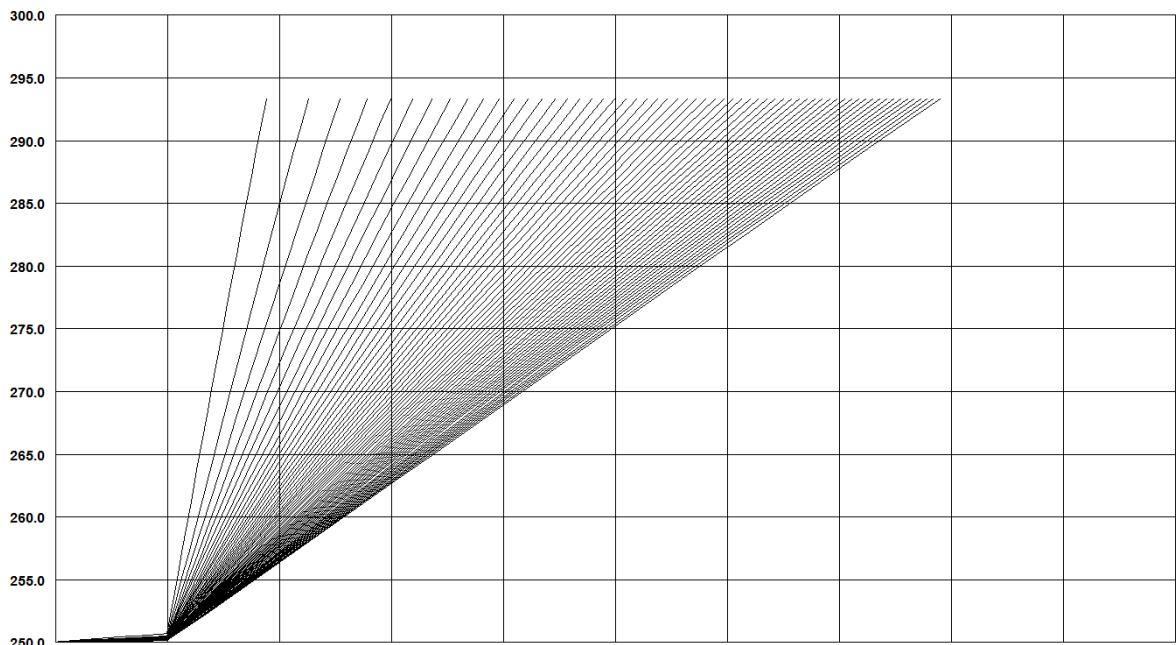


Рисунок 5.2.7. Расчетные значения температуры поперек трубы и слоя гидрата.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Работы по заливке ингибитора и монтажу оборудования при организации ингибиторной защиты должны выполняться, согласно методическим материалам разработанным согласно рабочим материалам, требованиям РД и утвержденному главным инженером технологическим картам.

6.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На каком-либо этапе жизненного цикла не находится научное исследование необходимо оценивать степень готовности проекта к коммерциализации и уточнить уровень собственных знаний для ее выполнения (или окончания). Для этого нужно записать специальную форму, имеющую характеристики об уровне проработанности плана с позиции коммерциализации и компетенциям создателя научного проекта. Итоги рассмотрения степени готовности приведены в таблице 6.1.1

Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата	Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Разраб.		Красуцкий С.П.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					108	163
Консульт.						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6А</i>		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Таблица 6.1.1

Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	3	3

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		109

12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	47	46

Анализ готовности научного плана к коммерциализации (или степень существующих знаний у создателя) формируется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (6.1)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению; B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ говорит о степени готовности научного исследования и ее создателя к коммерциализации. Значение уровня проработанности научного плана составляет 47, это говорит о средней перспективности, а знания создателя достаточны для эффективной коммерциализации. Уровень знания у создателя составляет 46 – перспективность выше среднего.

По итогам оценок можно понять, что в первую очередь нужно изучить вопросы применения услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Последующими заданиями станет исследование вопросов финансирования коммерциализации научного исследования и поиск команды для коммерциализации научного исследования.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		110

6.2. Календарный план проекта

Для составления плана научного исследования нужно создать календарный и сетевые графики исследования. Линейный график показан в виде таблицы 6.2.1

Таблица 6.2.1

Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	2	14.12.2017	16.12.17	Красуцкий С.П. Цимбалюк А.Ф.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	5	17.12.2017	22.12.17	Красуцкий С.П. Цимбалюк А.Ф.
3	Литературный обзор	43	23.12.2017	28.01.18	Красуцкий С.П.
4	Экспериментальная часть	53	29.01.2018	14.03.18	Красуцкий С.П. Цимбалюк А.Ф.
5	Результаты и обсуждения	37	15.03.2018	17.04.18	Красуцкий С.П. Цимбалюк А.Ф.
6	Оформление пояснительной записки	36	18.04.2018	25.05.18	Красуцкий С.П.
Итого:		176			

Для изображения календарного плана исследования представлена диаграмма Ганта, на ней представлены работы в виде отрезков, которые указывают даты начала и окончания выполнения работ. Для удобства изображения каждый месяц разделен на декады (таблица 6.2.2)

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						111
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 6.2.2

Календарный план-график проведения диплома по теме.

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. · дн.	Продолжительность выполнения работ																		
			декабрь			январь			февраль			март			апрель			май			
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Выдача задания диплома	Магистр руководитель	2																			
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Магистр Руководитель	5																			
Литературный обзор	Магистр	43																			
Экспериментальная часть	Магистр Руководитель	53																			
Результаты и обсуждения	Магистр	37																			
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение															Лист	
																				112	

6.4 Расчет затрат для предотвращения гидратообразования

При работе систем ингибиторной защиты происходят последующие процессы:

- хранение и доставление ингибитора к дозирующему устройству или к точке ввода ингибитора;
- закачивание ингибитора;
- наблюдение производительности ингибирования.

Подача ингибитора к точкам ввода считается существенным действием при ингибировании. От того, как вовремя и в каком размере ингибитор был транспортирован к дозирующим устройствам, к обрабатываемым скважинам и узлам закачивания ингибитора в газопровод, зависит достижение требуемой доступности ингибирования. Все перебои в транспортировке химреагента могут являться причиной к сдвигу периодичности выполнения событий для ингибирования, что непременно отзовется на доступности ингибирования и, как результат, на действенности защиты.

Периодичность доставки ингибитора для наполнения рабочих емкостей дозирующих агрегатов должна первоначально формироваться с учетом установленного расхода ингибитора.

При его сдвиге, периодичность завоза должна вовремя корректироваться.

Размер хранимого ингибитора планируется предварительно с резервом на случай внезапных изменений в системе и перебоев в доставке ингибитора.

Запас ингибитора должен исключить понижение доступности ингибирования из-за внезапных перемен в системах, а также при перебоях в доставке ингибитора.

Минимальный резерв, обязательный для того, чтобы исключить более чем 6-дневное нарушение закачки ингибитора, должен насчитывать семисуточную потребность в ингибиторе.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		114

Максимальный резерв ингибитора для исключения наихудшего варианта – перебоев в доставке, должен быть равен производству периода между поставками (согласно поставленному графику доставок) на посуточное требование в ингибиторе. Дополнительно, в договоре с поставщиками ингибитора обязаны существовать наказания на случай срыва графика поставок химреагентов.

Обязанность за снабжение своевременной поставки ингибитора лежит на службах фирмы, занимающихся материально-техническим снабжением и хранением химреагентов, и подрядных учреждений, отвечающих за заливку дозирующих агрегатов и закачивание ингибиторов. Контроль выполняется участками предприятий компании, ответственными за ингибиторную защиту.

При закачке ингибитора выполняется эксплуатационное и техническое обслуживание дозирующих агрегатов и периодическая подача ингибитора в газопровод или добывающую скважину.

В ходе эксплуатационного сервиса дозирующих агрегатов производятся следующие действия:

- наблюдение за уровнем ингибитора в расходной емкости (замер);
- наблюдение за подачей ингибитора (расчет);
- регулировка подачи ингибитора;
- текущий анализ работоспособности оборудования.

Цель технического обслуживания — это поддержание оборудования дозирующих агрегатов в работоспособном состоянии.

Все приведенные действия должны проводиться в согласовании с графиками выполнения работ. Факт выполнения и первичные итоги всех действий должны документироваться.

Выполненные расчеты затрат времени, труда, заработной платы, материалов и оборудования, результат представлены в виде таблицы 6.4.1

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		115

Таблица 6.4.1 – Калькуляция затрат на монтаж системы ингибирования и мониторинга

Материальные затраты				
Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во	Цена, ед.	Сумма, руб.
Тройник	шт	5	2250	11250
Электроды ОК-5370 d=4mm	кг	35.90	154.28	5538,65
Электроды ОК-5370 d=3mm	кг	4,20	174.85	734,37
Диск отрезной	шт	10	36,52	365,2
Диск шлифовальный	шт	25	67,86	1696,5
Пропан	балл	10	900	9000
Кислород	балл	15	300	4500
Образцы свидетели	шт	60	230	13800
Фреза (сверло кольцевое)	шт	14	7400	103600
УДР -01-01-НДГ 1,6/250-1/0,4-АП	шт	5	191800	959000
Кран шаровый	шт	5	27400	137000
Изоляция (обёртка-полилен)	кг	15	360	5400
Изоляция (праймер-транскор)	кг	13	96	1248
Изоляция (плёнка-литкор)	кг	100	170	17000
Затраты на ГСМ				
Д.т. для Эл.станции ДЭС 60 20,16 л*16,99 ч	л	342,52	41.95	14368,714
Д.т. для экскаватора Камацу 20,16 л*18,99 ч	л	382,84	41.95	16060,138
Д.т. для ИФ 300 на базе Авт. Урал 50 л*12 ч	л	600	41.95	25170
Д.т. для АКН на базе Авт. Зил 40 л*12 ч	л	480	41.95	20136
Д.т. для ПНУ-2 на базе Авт. Урал 50 л*12 ч	л	600	41.95	25170
Итого:				1371037,57

Заработная плата при проведении монтажа системы ингибирования и мониторинга начисляется по тарифам, представленным в таблице 6.4.1

Таблица 6.4.1 – Часовые тарифы и время затраченное на работу

Вид работ	Ед.изм	Норма времени	Объем	Трудоем. раб.	Разряд работ	Тариф, ставка	Сумма зарплат
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		

				Чел/час			по тарифу
Машинист экскаватора	ч.	1	11	11	6 р	130	1430
Электромонтер по обслуживанию передвижной электростанции	ч.	1	11	11	5 р	107	1177
Машинист АКН	ч.	1	11	11	5 р	120	1320
Машинист агрегата ПНУ-2	ч.	1	11	11	5 р	120	1320
Машинист ИФ 300	ч.	1	11	11	5 р	120	1320
Слесарь ремонтник	ч.	1	11	11	5 р	125	1375
Линейный трубопроводчик	ч.	1	11	11	5 р	125	1375
Линейный трубопроводчик	ч.	1	11	11	4 р	107	1177
Сварной	ч.	1	11	11	6 р	130	1430
ВСЕГО: общая трудоемкость				99			11924

Состав звена для выполнения работ: машинист экскаватора 6-р, 1 чел, электромонтер по обслуживанию ДЭС 5-р, 1 чел, машинист АКН 5- р, 1 чел, машинист агрегата ПНУ-2 5-р, 1 чел, машинист ИФ 300, 1 чел, линейный трубопроводчик 5-р, 1 чел, линейный трубопроводчик 4-р, 1 чел, слесарь ремонтник 5-р, 1 чел, сварной 6-р.

Таблица 6.4.2 – Расчет заработной платы за 11 часов рабочего времени

Заработная плата			
Заработная плата рабочих	Трудоемкость (чел.час)	Сумма, руб.	
Подготовительные работы калькулированы по отдельному расчету трудозатрат			
Оплата по тарифу	128,57		10934
Доплата за классность		25%	2733,5
Премия		40%	4373,6
Итого :			18041,1
Ставка районного к-та		50%	
Сумма районного к-та			9020,55
Трассовые (200 р в сут. на чел.)			1800
Итого:			28861,65
Резерв на 13-ю з/плату 8,33 %			2404,18
Накладные расходы (12,5%от пр.з).			3607,7
Затраты на оплату труда			34873,5
Отчисления на социальные нужды			
34% от ФОТ			11856,99

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		117

Выполним сравнительный анализ стоимости ингибиторов, для этого произведем расчет расхода трех разных ингибиторов предотвращения гидратообразований при одинаковых условиях транспортировки газа, сделаем вывод какой ингибитор экономически целесообразно использовать на данном участке газопровода.

Рассмотрим три различных ингибитора:

- Метанол (CH₃OH);
- Хлористый кальций (CaCl₂);
- Триэтиленгликоль (ТЭГ).

Данные по результату расчета суточного расхода ингибиторов при одинаковых условиях транспортировки газа представлены в таблице 6.4.3

Таблица 6.4.3 – Результаты расчетов суточного расхода ингибиторов

Название ингибитора	Суточный расход, кг/сут.
Метанол (CH ₃ OH)	128
Хлористый кальций (CaCl ₂)	1100
Триэтиленгликоль (ТЭГ)	332

Средние цены ингибиторов на 2017г. представлены в таблице.

Таблица 6.4.4 – Средние цены ингибиторов

Название ингибитора	Средняя цена , руб/кг
Метанол (CH ₃ OH)	19,5
Хлористый кальций (CaCl ₂)	39
Триэтиленгликоль (ТЭГ)	65

Исходя из суточного расхода ингибитора и его цену, можем рассчитать суточную стоимость использования:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		118

1. Метанол (CH_3OH) = $128 \cdot 19,5 = 2496$ руб.
2. Хлористый кальций (CaCl_2) = $1100 \cdot 39 = 42\,900$ руб.
3. Триэтиленгликоль (ТЭГ) = $332 \cdot 65 = 21\,580$ руб.

В результате расчетов, можно сделать вывод о том, что при данных условиях транспортировки газа, в качестве ингибитора гидратообразований экономически целесообразно использовать метанол.

6.5 График финансирования

Рассмотрим обезличенное месторождения в труднодоступном районе, снабжение которого происходит в зимнее время, происходит по зимнику, а в летнее – водным путем. При такой схеме снабжения существуют весенне-осенние периоды, так называемая распутица, когда снабжения прекращается на неопределенное, по причине непредсказуемости погоды, время. В этом случае при наличии дороги или водного пути необходимо произвести закупку и поставку такого количества ингибиторов, которое должно перекрыть потребность в них на период распутицы. При этом стоит отметить, что основное количество экономически целесообразнее привозить водным транспортом, т.е. в летний период.

Для упрощения отображения примем необходимое количество ингибитора за 100% и, учитывая, что на выполнения финансовых операций и производство отгрузки необходимо учитывать запас по времени, составим помесечный график финансирования.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		119

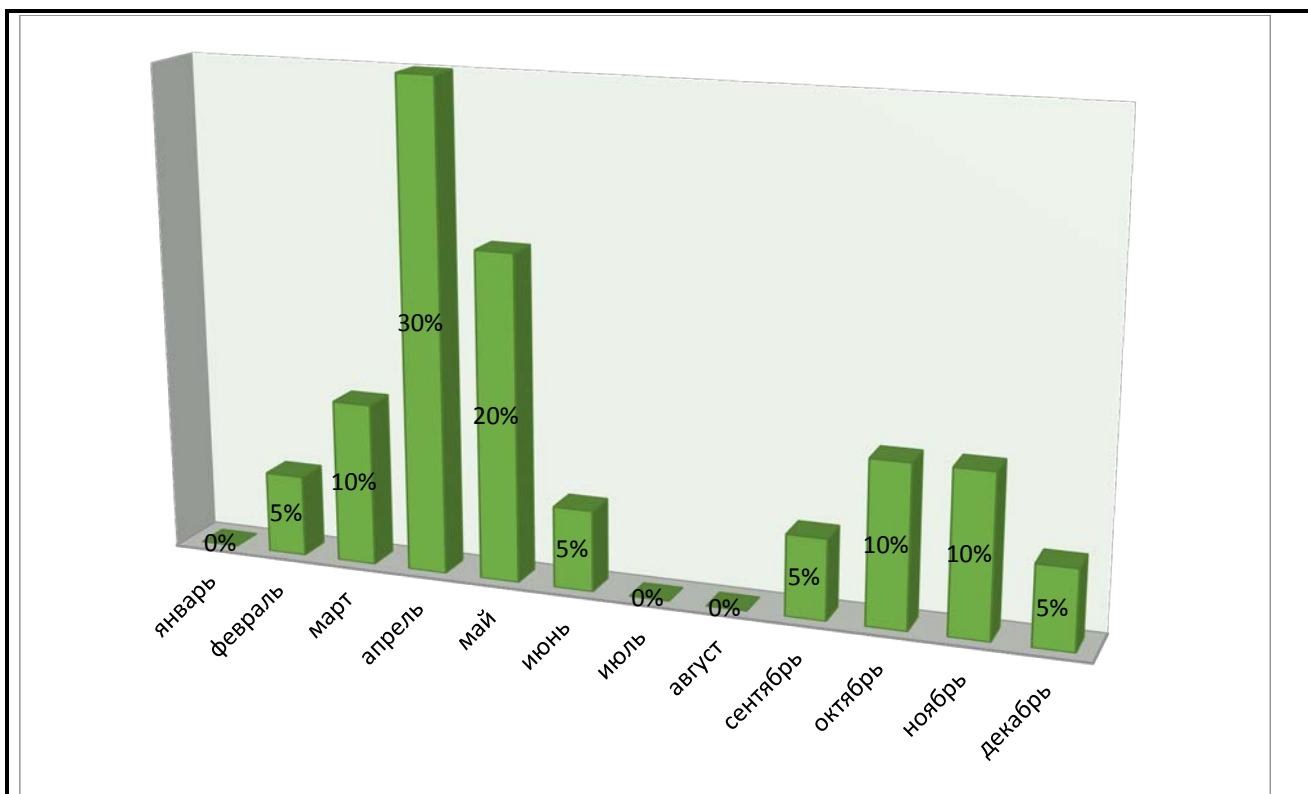


Рисунок 6.5.1 – График финансирования закупки ингибиторов

6.6 Экономическая эффективность обеспечения отдаленных районов метанолом для предотвращения гидратообразования.

Современные производства метанола сосредоточены в основном в европейской части России и в Западной Сибири. В обозримом будущем планируется строительство установки производства метанола в Дальневосточном федеральном округе (ДФО). Таким образом, все производители метанола находятся на значительном (не менее 2000 км) удалении от перспективных газодобывающих регионов, за исключением планируемой установки в ДФО, которая будет располагаться в относительной близости от месторождений Сахалина.

Учитывая расположение газодобывающих регионов и их транспортную труднодоступность, доставка метанола к местам его использования становится сопоставимой по стоимости с самим метанолом, а в ряде случаев, при широком

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		120

использовании автомобильного транспорта в условиях зимних дорог, дорожные стоимости продукта в несколько раз. Перевозка по существующим и перспективным маршрутам сопряжена с множеством операций по перевалке. В зависимости от маршрута и способа доставки метанол перегружается с железнодорожного транспорта на автомобильный либо речной транспорт и доставляется к местам временного хранения. После доставки метанол перекачивается в местное хранилище и затем заливается в автоцистерны и развозится к местам потребления местным транспортом. Учитывая постоянный дефицит специализированных цистерн для опасных наливных грузов, медленное обновление вагонного парка, риски, связанные с перевозкой железнодорожным транспортом постоянно растут.

Кроме того, стоимость железнодорожных перевозок также растет. По данным «РГ-Групп», рост тарифов на грузовые перевозки составил 8% за 2011 г, и 7,4% за 2012 г. Ожидается, что в связи с растущей востребованностью железнодорожных грузоперевозок ежегодный рост тарифов составит 8-9% в год. С таким темпом роста к 2020 г. стоимость перевозок может возрасти примерно в 2 раза, а к 2030 г. в 4-5 раз. В целом, операции по перевозке метанола влекут за собой целый комплекс мер по обеспечению промышленной и экологической безопасности и требуют внимания и контроля множества специалистов.

Отсутствие круглогодичной транспортной доступности осваиваемых регионов требует создания значительных по объему складов. В среднем вместимость склада для гарантированного бесперебойного снабжения месторождения метанолом составляет 5-6 месячную норму потребления. Создание таких складов повлечет увеличение капитальных затрат на освоение месторождения, а также к увеличению транспортных затрат, связанных с доставкой большого количества оборудования на месторождение.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		121

Таблица 6.6.1 – Оценочные затраты на доставку метанола

Месторождение	Маршрут	Транспортная доступность, мес./год	Отпускная стоимость метанола, руб./т	Стоимость метанола с учетом доставки, руб./т
Чаяндинское НГКМ (Восточная Сибирь)	Томск – Усть-Кут (ж.д.) – 1766 км Усть-Кут – Пеледуй (р. Лена) – 760 км Пеледуй – Месторождение (автотранспорт) – 96 км	5	6300	17700
	Томск – Усть-Кут (ж.д.) – 1766 км Усть-Кут – Верхнемарково (автотранспорт) – 134 км Верхнемарково – Месторождение (автотранспорт по зимнику) – 720 км	4 (в дополнение к автомобильному маршруту)	6300	26620
Харампурское (Надым-Пур-Тазовский район)	Томск – Пурпе (ж.д.) – 2669 км Пурпе – Месторождение (автотранспорт) – 215 км	круглогодично	6300	22100
Бованенковское (Ямал)	Губаха-Карская (ж.д.) – 2865 км Карская – Месторождение (автотранспорт) – 20 км	круглогодично	6300	11100
	Завод-речной порт Томск (ж.д.) – 40 км Томск-Лабитнанги (р. Томь, р. Обь) – 2300 км Лабитнанги-Карская (ж.д.) – 626 км Карская – Месторождение (автотранспорт) – 20 км	5	6300	13420
Малыгинское (Ямал)	Губаха-Карская (ж.д.) – 2865 км Карская – Месторождение (зимник) – 300 км	4	6300	20450
	Завод – речной порт Томск (ж.д.) – 40 км Томск – Лабитнанги (р. Томь, р. Обь) – 2300 км Лабитнанги – Карская (ж.д.) – 626 км Карская – Месторождение (зимник) – 300 км	4	6300	22240
Пильтун-Астохонское (Сахалин шельф)	Томск – Ванино (ж.д.) – 5322 км Ванино – Месторождение (морской транспорт) – 950 км (512 м. миль)	8 (с применением ледоколов круглогодично)	6300	13800

Примечание: В регионах без круглогодичной доступности цена доставки может быть существенно выше из-за сезонного роста цен на перевозки

В таблице 6.6.1 приведены оценочные затраты на доставку метанола к различным месторождениям. Как видно из таблицы, стоимость доставки метанола к местам использования сравнима со стоимостью самого продукта, а в ряде случаев значительно ее превышает. В целом, чем хуже транспортная доступность осваиваемого района для речного и железнодорожного транспорта, тем дороже обходятся перевозки. В частности, исходя из опыта эксплуатации отдаленных месторождений полуострова Ямал, стоимость доставки может превышать стоимость исходного продукта в 4-5 раз. И именно наличие в непосредственной близости железной дороги делает доставку метанола на Бованенковское месторождение относительно дешевой.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		122

Следует также отметить, что стоимость метанола для конечного потребителя будет увеличиваться из-за необходимости возведения на местах потребления транспортной и логистической инфраструктуры. Учитывая сезонный завоз метанола на отдельные промыслы Крайнего Севера, вместимость местных складов должна достигать 8-9 месячной нормы, что также потребует строительства значительных по производительности грузовых терминалов на местах потребления.

В указанных условиях требуется выработка комплексного решения задач снабжения вновь разрабатываемых месторождений метанолом. Альтернативой концепции централизованного снабжения месторождений метанолом является производство метанола непосредственно на месторождении, что является вполне логичным в силу того, что основным сырьем для производства метанола является природный газ. Установки метанола малой мощности (10000-15000 т/год), используя упрощенную (в сравнении с крупными агрегатами метанола) технологию, позволят полностью отказаться от централизованных закупок метанола с последующим его распределением по месторождениям с помощью тарного транспорта.

Установки представляют собой быстро возводимое модульное здание с набором необходимой аппаратуры и средств автоматизации. Технологическая схема производства относительно проста и обеспечивает низкие капитальные затраты и возможность поставки всего оборудования в виде легко монтируемых блоков высокой заводской готовности. Установка вырабатывает метанол с концентрацией 93-95%, что достаточно для использования в качестве ингибитора гидратообразования без дополнительной ректификации. Помимо метанола, установка вырабатывает топливный газ, который может быть утилизирован с получением тепла для дальнейшего его использования для технологических или бытовых нужд или для утилизации жидких стоков. Работа установки автоматизирована и требует минимального

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		123

количества обслуживающего персонала, с частичным совмещением с персоналом промысла. Сырьем для производства метанола является природный газ, воздух, а также незначительное количество воды для подпитки технологической системы. Все эти компоненты в достаточном количестве имеются на любом газовом месторождении

Подводя итоги, отметим, что экономически более эффективно не доставлять метанол на месторождение, а производить его на месте при помощи специализированной установки.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		124

7. Социальная ответственность

Обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих. Без этого самые современные техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве. Лишь строгое соблюдение рабочими правил промышленной безопасности является основным условием предотвращения несчастных случаев и аварийности на производстве.

На метанольной установке общее наблюдение за технологическим процессом осуществляют операторы, при этом они периодически делают обход работающего оборудования и оценивают его работу по КИПиА, а также на слух и визуально.

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Красуцкий С.П.			Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					125	163
Консульт.						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6А</i>		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

7.1 Производственная безопасность.

Разберём ключевые составляющие производственного процесса, основывающие опасные и вредные факторы при заливке метанола при помощи метанольниц в магистральный газопровод в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Основные составляющие производственных процессов, развивающие опасные и вредные факторы при заливке метанола при помощи метанольниц в магистральный трубопровод

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Заливка метанола при помощи метанольниц в магистральный газопровод	<i>Физические</i>		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.1.003 - 74* ССБТ [26]
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ПБ 03-576-2003 32[33] ПБ 10-115-96[32] РД 03-29-93 РД 10-290-99 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ[26] ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ
		Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	ФЗ от 22.07.2008 N 123-ФЗ ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ[25] ФЗ –от 22.07.2013г. №123 [21]

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		126

	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		СанПиН 2.2.4.548-96 [36] ГОСТ 21.0.003-74 СНиП 2.04.05.86
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.046-85 [41]
<i>Химические</i>			
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [21] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [23]
		Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	ГОСТ 12.1.007-76[23]
<i>Биологические</i>			
	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [24]

7.1.1 Анализ опасных производственных факторов.

Разберём опасные производственные факторы, они могут действовать или могут влиять на здоровье работника при исполнении реконструкции газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции магистрального газопровода, и также разберем нормативные значения этих факторов и мероприятий, направленных на их понижение или отстранение.

7.1.1.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

					Социальная ответственность	Лист
						127
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

На территории предприятия около участков производства работ, скорость автомобильного транспорта не должна быть более 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части промышленного оборудования, являются возможными источниками травмоопасности, необходимо оградить или расположить так, чтобы исключить вероятность касания к ним рабочего или применены иные средства, предупреждающие травмирование.

Нужно придерживаться техники безопасности при работе с оборудованием, машин и механизмов, а их использование должны производить только рабочие обладающие на это правом.

Перемещение, монтирование и работа машин возле углублений, траншей и котлованов допускается исключительно за границами призмы разрушения грунта. [26]

7.1.1.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.

При нарушении правил безопасности при производстве, установке и использовании оборудования, работающим под высоким давлением, обладает высокой опасностью.

Причинами для разрушений или разгерметизаций системы высокого давления могут быть: внешние механические действия, устаривание систем (понижение механической прочности); несоблюдение технологического режима; ошибка конструктора; ухудшение порядка герметизирующей среды.

Главным условием к конструкции оборудования функционирующего под высоким давлением считается надежность обеспечения безопасности при работе и возможности контроля и ремонта. Особые условия предъявляются к сварочным швам. Швам необходимо быть доступными для контроля при производстве, установке и работе, размещаться за пределами опор сосудов. Сварочные швы производятся только стыковыми.

					Социальная ответственность	Лист
						128
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

7.1.1.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.

Газотранспортное предприятие относят к производству категории «А» - взрывоопасное помещение, в согласовании с противопожарными нормами, поскольку из-за неисправности может сформироваться опасная взрывоопасная смесь, которая в ходе воспламенения развивает расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превосходящее 5 кПа.

При категории «Г» - на производстве, где есть горючие газы (CH_4), применяемые в виде топлива.

Формирование взрывоопасной среды при заливе метанола при использовании метанольниц в магистральный трубопровод обуславливается двумя факторами:

- 1) Формирование взрывоопасной смеси паров метанола и воздуха.

Горючие газы и испарения легко воспламеняющихся жидкостей могут формировать в смеси с кислородом воздуха взрывоопасные смеси. Предел концентрации горючего пара в воздухе при которой может возникнуть взрыв называется нижний и верхний предел распространения пламени (НКПР и ВКПР). Иными словами, концентрации от НКПР до ВКПР называется диапазон взрываемости. Для метанола определен намеченный спектр взрываемости: НКПР – 92000 мг/м³; ВКПР – 532000 мг/м³. [23]

С целью обеспечения пожарной безопасности объекта, руководители работ должны ознакомить рабочих с пожарной безопасностью любого вида строительного-монтажных работ, а так же веществ, материалов, конструкций и оснащения, которые используются на данных работах.

Рабочим должны быть выданы средства индивидуальной защиты.

На каждом производственном объекте, где обслуживающий штат пребывает непрерывно, нужно снабжать постоянной телефонной связью с оператором.

					Социальная ответственность	Лист
						129
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

7.1.1.4 Пожаровзрывобезопасность

Некоторые из более возможных и разрушительных вариантов ЧС считаются пожар или взрыв. Пожаробезопасность в согласовании с условиями ГОСТ12.1.004-91 должна гарантироваться за счет [22]:

- предупреждения пролива и растекания метанола;
- избежание формирования на участках предприятий и рабочих зон горючей паровоздушной среды и предупреждения возникновения в горючей среде причин зажигания;
- защиты против аварий, способной предупредить аварийный уход метанола из резервуаров-метанольниц, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего линейную часть магистральных газопроводов, к предотвращению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, пожаров и возгораний.

Организационно-технические противопожарные мероприятия при проведении работ должны выполняться с соблюдением требований следующих документов – ГОСТ 12.1.004-91 [40], ППБ-01-93, ППБО-85, РД 153-39ТН-012-96 [34].

За состоянием пожарной безопасности резервуара ответственен первый руководитель эксплуатирующей организации, а также люди на которых возложены обязанности за пожарную безопасность на рабочих местах в согласно с должностной инструкцией.

Для работников, занятых заливкой метанола в магистральный газопровод, должны быть подготовлены должностные руководства, руководства по технической и пожаробезопасности и журнал учета работ по работе с метанолом. В данном журнале отмечаются значения загазованности, величины зарядов статического электричества и величины ПДПН.

					Социальная ответственность	Лист
						130
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

С целью обеспечения пожаробезопасности должна быть построена пожарная охрана согласно ВНПБ 2000 «Пожарная охрана объектов транспортировки газа» [39], согласно которым обуславливается количество пожарной охраны и ее обеспечение пожарной техникой.

7.1.1.5 Оценка массы газовых огнетушащих веществ (ГОТВ) для ликвидации пожара на крановом узле.

Принимаем, что проектная авария, в данном случае, пожар, одновременно может возникнуть только в одной зоне:

В качестве расчетных данных использовали:

- объем зоны тушения, $V = 2230 \text{ м}^3$;
- объем всей трубопроводной разводки установки, $V_{\text{тр}} = 0,306 \text{ м}^3$

Огнегасящее вещество – двуокись углерода (CO_2), жидкая, высокого давления по ГОСТ 8050-85*.

Определяем по максимальному объему зоны тушения массу углекислого газа основного запаса, которая составляет:

$$M_{\text{Г}} = K_1 \times [M_{\text{р}} + M_{\text{тр}} + M_{\text{ост}}], \text{ кг.}$$

$$M_{\text{Г}} = 1,05 \times [1883,32 + 306,78 + 50,0] \approx 2353,0 \text{ кг.}$$

Где $M_{\text{р}}$ - масса CO_2 , подготовленная для формирования в объеме помещения огнетушащей концентрации при отсутствии искусственной вентиляции воздуха, рассчитывается для двуокиси углерода по формуле:

$$M_{\text{р}} = V_{\text{р}} \times \rho_1 \times (1 + K_2) \times \text{Ln}(100/100 - C_{\text{н}}), \text{ кг.}$$

$$M_{\text{р}} = 2230 \times 1,9 \times (1 + 0,062) \times \text{Ln}(100/100 - 34,9) = 1883,32 \text{ кг,}$$

где $V_{\text{р}}$ - расчетный объем защищаемого помещения – $2230,0 \text{ м}^3$,

$C_{\text{н}}$ - нормативная объемная концентрация = $34,9 \text{ кг/м}^3$

Масса остатка CO_2 в трубопроводах кг, определяется по формуле:

$$M_{\text{тр}} = V_{\text{тр}} \times \rho_{\text{ГОТВ}} \text{ кг,}$$

$$M_{\text{тр}} = 0,306 \times 1000 = 306,78 \text{ кг,}$$

где $V_{\text{тр}}$ - объем целой газопроводной разводки конструкции = $0,306 \text{ м}^3$;

					Социальная ответственность	Лист
						131
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

$\rho_{\text{готов}}$ - плотность остатка жидкого CO_2 при давлении, которое имеется в газопроводе после окончания истечения массы газового огнетушащего вещества M_p в защищаемое помещение = 1000 кг/м^3 .

$M_{\text{ост}}$ – остаток CO_2 в модуле жидкой двуокиси углерода после срабатывания, который принимается на модуль = $50,0 \text{ кг}$.

С учетом 100% запаса масса углекислого газа, которая необходима для ликвидации пожара, будет равна = $2 \times M_T = 2 \times 2353,0 = 4706,0 \text{ кг}$.

7.1.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые влияют или могут влиять на здоровье человека при производстве работ при заливке метанола в магистральный трубопровод при использовании метанольницы, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, нацеленные на понижение или исключение этих факторов.

7.1.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Сегодня для оценивания объективной возможности выполнения работ и их нормировки на открытом воздухе употребляется понятие предельной жесткости погоды, утвержденная для каждого региона решением региональных органов управления.

При температурах от -40 до $-45 \text{ }^\circ\text{C}$ работы на открытом воздухе не проводятся, это и называется предельной жесткостью воды.

Если температура ниже $-25 \text{ }^\circ\text{C}$, то работникам на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях необходимо обеспечить обогрев в помещениях, где нужно поддерживать температуру около $+25 \text{ }^\circ\text{C}$.

Если работа происходит на открытом воздухе, то работники должны быть экипированы в спецодежду и спеобцувь с повышенной суммарной тепловой

					Социальная ответственность	Лист
						132
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

сопротивлением, также должны быть выданы защитные маски для лица. Если проходят работы с ограничением движения, то нужно применять спеодежду и спецобувь со специальным видом обогрева.

Также необходимо ознакомить работников с мерами защит от обморожений и оказаний первой помощи.

Для избежания перегрева работника, необходимо рационализировать режим работы и отдыха, который осуществляет организация. Так же нужно применять головные уборы и средства индивидуальной защиты , что бы избежать перегрева головного мозга.

Согласно ГОСТ 12.1.005-01 [28] «Воздух рабочей зоны» при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются (таблица 7.1.2.1).

Таблица 7.1.2.1 – Погодные условия для остановки работ на открытом воздухе

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

7.1.2.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Освещение на рабочем месте должно соответствовать характеру зрительной работы. При увеличении освещённости рабочей поверхности улучшается условие ведения объектов, повышается производительность труда. Но имеется граница, при которой последующее повышение освещённости практически не доставляет результата и считается экономически неразумной.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		133

Хорошо распределённая яркость на рабочей поверхности не приводит к утомлениям глаз, поскольку глаза не нужно переадаптироваться в ходе работ.

Резкая тень искривляет размер и форму объекта в поле зрения человека, это увеличивает утомления зрения, перемещающиеся тени могут привести к травме.

Дневной свет благотворно влияет на человека, не требуется затрат энергии.

При производстве обширно применяют искусственное освещение. Освещение производится электрическими источниками света, которые загораются по мере потребности, регулируется насыщенность светового потока и его направление.

Подобное освещение требует расхода электричества и различается по спектру от естественного освещения.

Для строй площадок и зон работ нужно предусматривать общее равномерное освещение. Но при этом освещение должно быть не менее 2 лк, за исключением автодорог. Если производится подъём или перемещение груза освещение рабочего места должно быть, как минимум 5 лк при работе ручным способом и минимум 10 лк при работе с использованием механизмов. [38]

7.1.2.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Проверка воздушной среды необходимо проводить в районе дыхания при характерном производственном условии путем применения газоанализатора. Наличие метанола в области рабочей зоны никак не допустимо превосходить предельно допустимых концентраций (ПДК).

Если в помещении концентрация вредных веществ превышает ПДК, то работника нужно экипировать соответственным противогазом.

Сокращение негативного влияния запыленности и загазованности атмосферы добивается за счет постоянного проветривания рабочей зоны.

					Социальная ответственность	Лист
						134
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Работающим в условиях образования пыли необходимо выдавать противопыльные респираторы, защитные очки и комбинезоны.

При загазованности зоны в следствии утечки газа нужно прервать работы и увести людей, и запретить пользоваться открытым источником огня.

7.1.2.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Летом работникам необходимо выдать, за счет организации, СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща. Также, в свою очередь обязана проводиться вакцинация рабочих. [24]

7.1.2.5 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе рабочей среды производственного помещения 5 мг/м³. [23]

Метанол — это сильный яд. Признаки отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, раздражение слизистых оболочек, мелькание в глазах, а в тяжелых случаях – потеря зрения и летальный исход.

На объекте газовой промышленности применяют метанол исключительно как средство предупреждения или разложение кристаллогидратных пробок в аппаратах, приборах и трубопроводах, и для обработки призабойных участков газовых скважин.

					Социальная ответственность	Лист
						135
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

7.2 Экологическая безопасность.

Исполнение природозащитных мероприятий должно гарантировать право сохранения имеющегося до начала реконструкции и достигаемого при реконструкции:

- степени загрязнения окружающей среды;
- ограничение и ослабление активности опасных природных процессов.

Разберём влияние вредных факторов и природозащитные мероприятия при заливке метанола при помощи метанольниц в магистральный газопровод в таблице 7.2.1

Таблица 7.2.1 Вредное влияние на окружающую среду и природоохранные мероприятия при заливке метанола при помощи метанольниц в магистральный газопровод

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
	Засорение почвы производственными отходами	<p>Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ.</p> <p>На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам и выше перечисленным инструкциям.</p> <p>Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.</p>
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором	<p>Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды;</p> <p>Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально</p>

					Социальная ответственность	Лист
						136
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

		отведенной площадке на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки. Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках. В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка. Образующийся отход должен храниться в отдельном контейнере.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствие требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	Для того чтобы обеспечить более высокий экологический уровень природопользования, позволяющий на порядок снизить ущерб животному миру, необходимо применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем: -ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземные ходы, норы, убежища животных.

С целью минимизирования и предостережения вредоносного антропогенного действия должно быть исполнено последующее: проведены инструкции обслуживающего штата по темам выполнения норм и правил экологической и охраннопожарной безопасности, условий санитарно-эпидемиологической службы, изучение его с специальной системой функций в водоохраных и санитарно – защитных областях водотоков и водозаборов.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		137

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по различным причинам, например:

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

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

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

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

Метанол — это легко воспламеняющаяся жидкость и пар. Может накапливаться в замкнутом пространстве, приводя к возникновению риска токсичности и воспламеняемости. В результате неполного сгорания образуется опасная одноокись углерода, двуокись углерода и прочие токсичные газы. Риск раскола или взрыва закрытых емкостей в случае пожара. Пламя может быть невидимым в дневное время. Рекомендуется использовать инфракрасные детекторы или тепловизоры. Может образовывать огнеопасные/взрывоопасные смеси пар-воздух.

					Социальная ответственность	Лист
						138
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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

При утечке необходимо остановить безопасным образом. Хранить вдали от любых источников возгорания. При небольших количествах пролитой жидкости: взять в негорючим абсорбирующим веществом и собрать лопатой в контейнер для утилизации. Промыть место разлива мыльной водой. Для сбора пролитой жидкости в большом количестве рекомендуется блокирование барьерами. Спиртоустойчивые пены могут применяться для уменьшения паров и при опасности возникновения пожара. Удалить жидкость с помощью взрывобезопасных насосов или вакуумного оборудования, предназначенного для всасывания горючих материалов (т. е., оборудованные инертными газами и с контролируемыми источниками зажигания). Поместить в подходящие закрытые маркированные контейнеры. [42]

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.).

Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

					Социальная ответственность	Лист
						139
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 г.,

Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 г.,

Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 г.,

Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 г.,

Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 (в редакции от 28.12.2013)

Федеральный закон "Об экологической экспертизе" от 23.11.1995 г.,

"Земельный кодекс Российской Федерации" от 25.10.2001 N 136-ФЗ (в редакции от 23.07.2013 и дополнениями от 01.01.2014)

Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03

Инструкции по технике безопасности предприятия.

ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий.

СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 24.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.

Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

					Социальная ответственность	Лист
						140
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		141

Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работы был рассмотрен и изучен процесс формирования гидратов в системах добычи, подготовки и транспорта газа. Также были освещены вопросы по технологии подготовки природного газа позволяющие обеспечить безгидратную эксплуатацию магистральных газопроводов. Рассмотрен вопрос удаления гидратных пробок.

К способам предупреждения образования гидратов отнесены следующие:

- сохранение температуры газа в трубопроводе выше температуры гидратообразования при помощи подогрева, применения теплоизоляции трубы, выбора эксплуатационного режима с обеспечением максимальной температуры газового потока.

- снижение температуры возникновения точки росы газа

- снижением давления при транспорте газа;

- нейтрализацией воды, выпадающей в жидком виде;

- осушка газа – очисткой газа от паров воды (адсорбция, абсорбция).

Из способов борьбы с гидратообразованием рассмотрены следующие:

использование ингибиторов:

- понижение давления, что приводит к разложению гидрата;

- подогрев газа и подогрев в месте образования гидратных пробок;

- очистка полости от твердых и жидких примесей.

В расчетной части произведен расчет необходимого количества ингибитора для предотвращения гидратообразования при различных условиях движения газа по газопроводу, расчет длины возможной гидратной пробки в случае сбоя подачи ингибитора гидратообразования в газопровод, расчет потерь

					Исследование технологий предупреждения гидратообразования на линейной части магистральных газопроводов газопроводов			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Под.	Дата				
Разраб.		Красуцкий С.П.			Заключение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Цимбалюк А.Ф.					142	163
Консульт.						<i>НИ ТПУ гр.2БМ6А</i>		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

напора на трение в газопроводе в результате загибания внутренней поверхности трубопровода.

					Заключение	Лист
						143
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

11. Аксютин О.Е. Условия образования и методы борьбы с гидратами на газовом промысле Ямсовейского месторождения / Мельшиков С.Н., Лапердин А.И.: Обзор информ. М.: Газпром экспо, 2010. 88 с.
12. Рекомендации по предупреждению гидратообразования на газовых промыслах Севера. Якутск: Якут. Филиал СО АН СССР, 1977. 52 с.
13. Коротаев Ю.П. Борьба с гидратами при транспорте природных газов / Кириев А.М., Мусаев Р.М. М.: Недра, 1966. – 186 с.
14. СТО Газпром 3.1-3-010-2008 «Методика расчета норм расхода химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО «Газпром».
15. СТО Газпром 2-3.3-164-2007 «Методика по составлению технологического режима работы промысла (УКПГ), с расчетом технологических параметров от пласта до входа в ГКС»
16. Сборник документов по безопасности работы с метанолом на объектах Министерства газовой промышленности. Под редакцией заместителя начальника Управления охраны труда, военизированных частей и охраны предприятий Министерства газовой промышленности Яновича А.Н., 1987 г.
17. Инструкция о порядке получения от поставщиков, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола на объектах газовой промышленности. 1975 г.
18. Чухарева Н.В. Технологические расчеты простых и сложных нефтегазопроводов: учебное пособие / Вострилова А.А.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 117 с.
19. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб.
20. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
21. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

22. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»;
23. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
24. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования;
25. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
27. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;
28. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;
29. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;
30. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения;
31. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;
32. ПБ 10–115–96 Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
33. ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
34. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ
35. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
36. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
37. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование;
38. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение;

39. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
40. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.
41. ГОСТ 12.1.046-85 «ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок»;
42. Инструкция по формированию позиции план-графика
zakupki.tularegion.ru/public/Instru
43. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. -М.: Энергия, 1977. - 344с.
44. Юдаев Б.Н. Теплопередача. М.: «Высшая школа», 1973. – 360с.
45. Шагапов В.П., Урзанов Р.Р., Мускаев Н.Г. Математическое моделирование течения углеводородного газа в трубопроводе с учетом гидратообразования на стенках трубы. Вестник УГАТУ, 2011 Т. 15, № 4 (44). 164–168 с.
46. Гришин А.М., Зинченко В.И., Ефимов К.Н., Суботин А.Н., Якимов А.С. Итерационно-интерполяционный метод и его приложения. Томск: Изд-во Том. Ун-та., 2004. - 318с.
47. Самарский А.А., Николаев Е.С. Методы решения сеточных уравнений. М.: Наука, 1978. – 591с.
48. Бартеньев О.В. Visual Fortran: новые возможности. - М.: «Диалог-МИФИ», 1999. – 304с.
49. RP14E, Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping System, *third edition, API, Washington, DC (1981)*.
50. Salama, M.M. and Venkatesh, E.S.: “Evaluation of API RP14E, Erosional Velocity Limitations for Offshore Wells,” paper SPE 12531 presented at the 1983 Offshore Technology Conference, Houston, 2-5 May.
51. Rabinowicz, E.: “The Wear Equation for Erosion of Metals by Abrasive Particles,” *Proc., Fifth Inti. Conference on Erosion by Liquid and Solid Impact, Cambridge, U K. (1979)*.
52. Ng, J.J., Chen, C.J., and Robinson, D.B.: “Hydrate Formation and Equilibrium Phase Compositions in the Presence of Methanol: Selected Systems Containing Hydrogen Sulfide, Carbon Dioxide, Ethane or Methane,” *RR-87, Project 825-85, Gas Processors Suppliers Assn., Tulsa. Oklahoma (1985)*

Приложение 1

Investigation of hydrate formation prevention technologies on the linepipe of the main gas pipelines

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Красуцкий С.П.		

Руководитель ВКР _____

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цимбалюк А.Ф.	к.ф.н		

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Коротченко Т.В.	к.ф.н.		

Multiphase Flow

1. Erosional Velocity

Erosion is the physical removal of pipe material in contact with a flowing fluid. Erosion limits the life of flow strings. Continuous excessive erosion often leads to mechanical failure, leakage, or both. Erosion is caused by cavitation or bubble collapse and by the impingement of liquid or solid particles on the pipe wall. However, this issue is very controversial and often not emphasized in design. The mitigation procedure described in this section should be used as guidelines for proper design.

To control erosion, the American Petroleum Inst. (API) [49] recommends limiting the maximum velocity in the flow string to a critical value called erosional velocity. To ensure a predesigned life of flow strings, erosional velocity can be calculated from this empirical equation.

$$v_e = \frac{C}{\sqrt{\rho}} \quad (1)$$

where v_e is the erosional velocity in ft/sec, ρ is the density of the flowing fluid in lbm/ft^3 , and C is an empirical constant. For sand-free flow, the API study recommends C factors of 100 for continuous flow and 150 for intermittent flow. For sand-laden fluids, API recommends an unspecified C value of less than 100. This problem uses a value of $C=100$. In Fig. 1, as long as the producing gas rates are lower than the erosion envelope, the problem should not exist.

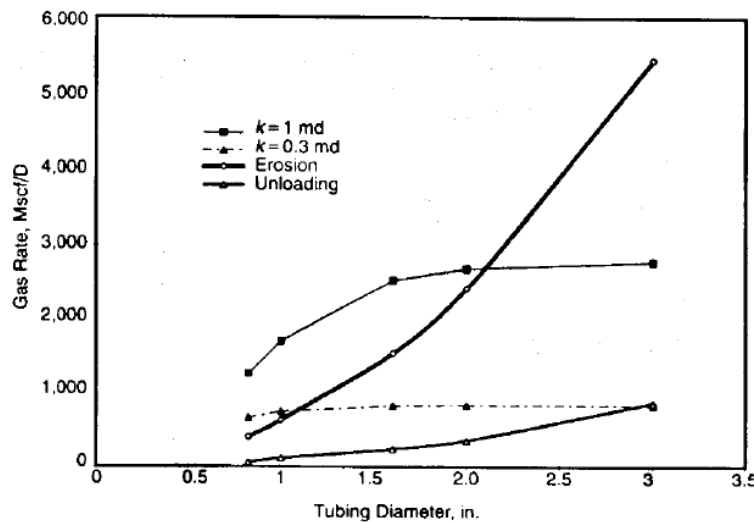


Fig. 1—Gas-well-loading erosion envelopes.

For multiphase mixtures, the erosional velocity is compared with the mixture velocity in a pipe and the no-slip mixture density is used in Eq. 1. For the higher permeability of 1 md, erosion problems are predicted to occur for tubing ID's of less than 2 in.

Salama and Venkatesh [50] reviewed the API equation for erosional velocity and concluded that the form can be justified from a Bernoulli-type relationship. However, assuming a 3,000- to 5,000-psi maximum pressure-drop range in the flow conduit for clean two-phase fluids, the predicted v_e is very conservative. Allowing for a 10 mil/yr erosion rate, they recommended the following relationship to calculate the erosional velocity caused by liquid impingement on a steel surface.

$$v_e = \frac{300}{\sqrt{\rho}} \quad (2)$$

This equation seems to be more reasonable for limiting the designed fluid velocity in tubing to control any erosional damage to the pipe. In producing wells, this results in curtailment of production and, thus, affects the economics. It is often more economic to produce wells at optimum rates, allowing for some acceptable penetration rates resulting from erosion. Because Eqs. 1 and 2 are independent of penetration rate, they cannot be used for such calculations. In fact, the only parameter considered in these equations is density, suggesting that the erosional velocity can be increased by reducing the density of the flowing fluid or decreased by increasing the density of the flowing fluid. This does not agree with experimental observations for sand-laden fluids. Sand in gases with lower densities causes more erosion than sand in liquids with higher densities [52].

The presence of sand in the flowing fluid results in erosion damage caused by abrasive wear mechanism [51]. Rabinowicz [53] has shown that the volume of ductile metal eroded from the surface because of solid particle impingement is directly proportional to the total weight of impinging solids. Thus, in the case of pipe flow, elbows will be more susceptible to erosion because more solids will impinge on the projected area of the incoming pipe. It is estimated [50] that for low-density

gas systems, 100% of these solids will impinge on the pipe. As the density increases, this percentage will decrease to 30% for liquids because most of the fluids will be carried in the center of the flow stream without impacting the wall of the elbow. This means that for solid-laden gases, the erosional velocity will be lower than for liquids carrying solids.

The prediction of erosional velocity is based on penetration rates in an elbow geometry. Elbows are a common piping component and are more subject to erosion damage. Salama and Venkatesh [50] developed this model to predict the penetration rate for an elbow.

$$h = 496,920 \left[\frac{q_{sd} v_p^2}{T d^2} \right] \quad (3)$$

where h = erosion penetration rate, mil/yr; q_{sd} = sand production rate, ft³/D; v_p = particle impact velocity, ft/sec; T = elbow metal hardness, psi; and d = elbow diameter, in.

Salama and Venkatesh obtained this expression for erosional velocity in ft/sec. Let's us assume that particle impact velocity equals flow stream velocity in Eq. 3.

$$v_e = \frac{1,73d}{\sqrt{q_{sd}}} \quad (4)$$

This equation assumes hardness $T = 1.55 \times 10^5$ psi and an allowable penetration rate of $h = 10$ mil/year.

However, Salama and Venkatesh suggested that the applicability of Eq. 4 is limited to gas flow only, noting that the particle-impact velocity in gas flows (with low density and viscosity) nearly equals the flow-stream velocity. This assumption is not valid for liquid flow, where the particle-impact velocity is lower than the flow-stream velocity. In this case, the sand flow rate, q_{sd} , must be adjusted for the number of particles actually impinging on the pipe wall. This adjustment is necessary because with high fluid density and viscosity most of the sand grains may pass through the core of the elbow without impinging on the wall, thus reducing erosion. This flow-regime dependence of erosion calls for consideration of fluid properties, such as the density, viscosity, and composition.

Shirazi et al.[50] presented a new, more rigorous mechanistic model that accounts for a number of variables, including flow geometry, pipe size, pipe material, sand density, particle size, sand-particle sharpness, flow-stream velocity, fluid viscosity, and fluid density. The model to compute the maximum penetration rate in elbows for carbon-steel material is

$$h = AF_s F_p \left[\frac{q_{sd} \rho_p v_p^{1.73}}{B^{0.59} d^2} \right] \quad (5)$$

where A = empirical constant (0.9125 for carbon steel); B = Brinell hardness; F_p = penetration factor for steel based on 1-in. pipe diameter, in./lbm; F_s = sand sharpness factor (empirical); and p_p — particle density, lbm /ft³.

The other variables were defined previously. This equation is based on extensive empirical information gathered by Shirazi *et al.*, [52] and others [50] Unlike the previous equations, this one is more general because v_p is the true characteristic impact velocity on the pipe wall and not the flow-stream velocity. Consequently, this velocity depends on such factors as pipe geometry and size, sand size and density, flow regime, fluid velocity, and fluid properties.

The characteristic impact velocity is calculated based on a simple model that defines a stagnation zone presented in Fig. 2.

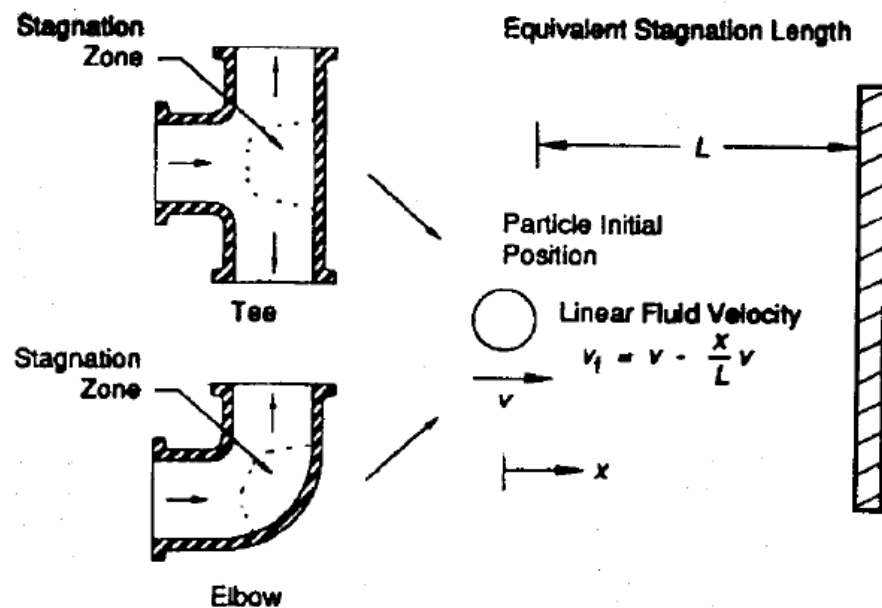


Fig. 2—Concept of equivalent stagnation length.

To impinge on the target wall, the sand particles must penetrate the fluid layer. The distance of penetration in the stagnation zone, also called the equivalent stagnation length, L (in.), is a function of the elbow internal diameter, d (in.), and is determined from this relationship, where $l, L_0 = 1.28$ in.

$$L = L_0[1 - 1.27 \tan^{-1}(1.01d^{-1.89}) + d^{1.29}] \quad (6)$$

On the basis of this equivalent stagnation length and assuming the sand particle is traveling in a one-dimensional flow field, McLaury presented a graphical relationship to calculate the characteristic impact velocity. Fig. 3 presents this graphical relationship with three dimensionless groups.

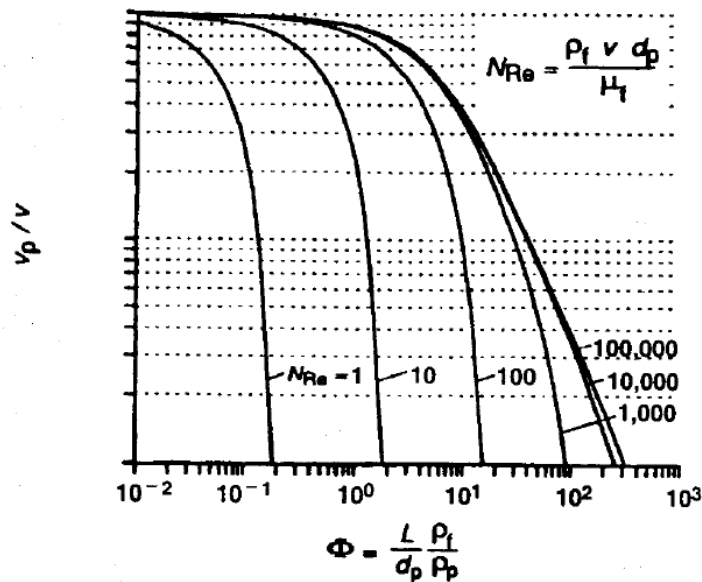


Fig. 3—Dimensionless impact velocity nomograph.

Dimensionless impact velocity, a ratio of characteristic impact velocity to the flow-stream velocity (v_p/v).

Particle Reynolds number, NR_c , based on the flow-stream or the fluid velocity, v ($fUsec$), and the particle diameter, d_p (in.)

$$NR_c = 124 \rho_f v d_p / \mu_f \quad (7)$$

Where fluid viscosity, μ_f , is in centipoise and fluid density, ρ_f , is in $lbm/ft.^3$

3. A dimensionless parameter, Φ , proportional to the ratio of the mass of fluid being displaced by the particle to the mass of the impinging particle.

$$\Phi = \frac{L \rho_f}{d_p \rho_p} \quad (8)$$

The following procedure should be used to calculate the maximum penetration rate caused by erosion damage in elbows for a given sand-flow rate, $q_s d$ (ft^3/D),

Calculate the equivalent stagnation length, L , from Eq. 5.

Calculate NR_s and Φ from Eqs. 6 and 7.

Determine the dimensionless impact velocity, $v_p h$, from Fig. 4.

Determine the characteristic impact velocity, v_p , for the known flow-stream velocity, v .

Select particle sharpness factor, F_s , from Table 1 and a penetration factor, F_p , from Ref. 52 (or use 3.68 in./lbm for steel elbows and tees).

Compute the maximum penetration rate, h , from Eq. 4.

<u>Description</u>	<u>F_s</u>
Sharp corners, angular	1.0
Semirounded, rounded corners	0.53
Rounded, spherical glass beads	0.20

TABLE 1—SAND-SHARPNESS FACTOR

To calculate the erosional velocity for an allowed yearly penetration rate, repeat Steps 1 through 6 for different assumed velocities and plot h vs. v over the range of allowed h values. Select the flow-stream velocity, v , for the actual allowed h value from this plot. This is an iterative calculation and can be programmed easily on the basis of this procedure. Shirazi et al, and McLaury et al, also presented this procedure in detail.

2. Special Problems

This section is intended to alert the reader to some of the potential pipe-flow-related problems in permafrost and marine environments

2.1 Permafrost/Marine Environment.

Permafrost is the frozen or semifrozen alluvial formation found in arctic climates. Depending on the geographical area, permafrost thickness may exceed 2,000 ft. Because of permafrost on Alaska's North Slope, some unusual production

problems have been reported [53]. Many of them are related to the abnormal geothermal gradients in the area. The permafrost zone is abnormally cold with low geothermal gradients (0.8 to 3.1°F/100 ft, on the basis of a study of 34 wells by Godbole and Ehlig-Economides) [51], whereas the geothermal gradient below the base of permafrost was found by those authors and Lachenbruch et al, to be in the range of 1.4 to 5.4°F/100 ft. There is also a significant difference in the flowing and static temperature gradients in these zones.

Similar problems caused by abnormal temperature gradients also have been observed in marine pipelines, where a negative hydrothermal gradient in sea water follows a positive geothermal gradient below the seabed. Thus, in a marine environment with subsea wells, wax deposition and hydrate problems may be expected, depending on the characteristics of the produced fluid [50].

Fig. 4 illustrates the unique geothermal and hydrothermal gradients found in permafrost, marine environment, and normal earth's crust. The hydrate-forming temperature also is marked to locate the potential zone or depth interval of hydrate formation.

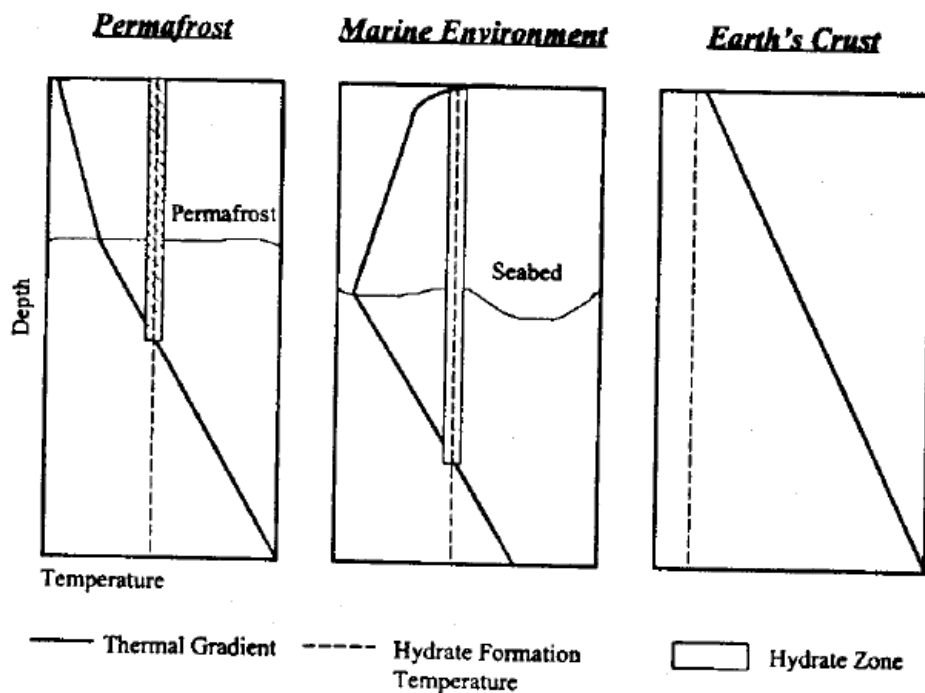


Fig. 4—Geothermal and hydrothermal gradient in different environments.

Because the phase behavior of hydrocarbon fluids is highly temperature-dependent, an accurate knowledge of temperature gradient is absolutely necessary for multiphase-flow-related design calculations. The difference in temperature gradients under flowing and static conditions is particularly instrumental in most of the reported production problems. These problems are related to the low temperatures in the permafrost or marine environment, cooling tubulars during startup, or the initial flow period after a shutdown.

Before a shutdown, these problems can be avoided with such proper precautions as inhibitor injection, pipe insulation, or both. Depending on the duration of shut-in in such environments, the tubulars cool down to the low ambient temperature. This leads to solidification of fluids if the temperature in the affected tubulars falls below the pour point and wax-appearance temperature in waxy crude.

The problem may be particularly severe if there is a gas-lift casing or pressure valve, subsurface pumps, subsurface safety valve, or other restrictive (choke) devices within or near the low-temperature zone. Hanson presents a case study, where the gas-lift pressure valve just below the permafrost will not close during unloading, thus preventing the transfer of gas to the next lower valve. These pressure valves are very sensitive to the temperature of the nitrogen-charged dome. Because the pressure of nitrogen in the dome actuates these valves, they will not close if the actual operating or closing pressure of the dome is lower than the test-rack setting of this pressure. Hanson mentions that the valve was set too close at the flowing temperature at valve depth, which was 50 to 60°F higher than the actual static temperature during cold startup. As a result, the nitrogen pressure in the dome was substantially lower than the set valve closure pressure. This problem could be mitigated by use of a fluid valve that is insensitive to temperature. However, if possible, prior production through the well immediately before unloading to establish a flowing temperature gradient also could solve this problem.[53]

To avoid or mitigate these problems,

Determine the geothermal and hydrothermal gradients before the pipeline design.

Determine the flowing temperature gradient in the well or pipeline before the pipeline design.

Determine the phase behavior of the flowing fluids in the operating minimum and maximum pressure and temperature range experienced between the reservoir and first stage of separator.

After combining the information in the first three steps, generation of a gas-hydrate envelope in a pressure/temperature phase diagram, as shown in Fig. 5, can identify pipe segments ideal for hydrate formation during cold startup. Similar phase envelopes can be drawn for wax deposition.

Displace the pipe segments identified in Step 4 with chemical inhibitors, such as diesel, methanol, etc., during any shutdown.

To mitigate these problems, the oil and gas industry uses properly insulated pipeline segments or hot oil pumping when the problem occurs. Economics permitting, permanent chemical injection lines also are used for mitigation.

2.2 Gas Hydrates.

The formation of gas hydrates is another very common problem, particularly in a high-pressure and low-temperature operation. Gas hydrates (also called clathrates for encaging) are crystalline compounds that result when water forms a cagelike molecular structure around very specific smaller guest molecules. They are commonly composed of water and a combination of methane, ethane, propane, normal butane, iso-butane, nitrogen, carbon dioxide, and hydrogen sulfide. [53].

Gas hydrates are crystalline solid compounds resembling dirty ice in appearance. Unlike ice, however, hydrates form anywhere water and the guest hydrocarbon molecules come in contact at temperatures above or below 32°F and at elevated pressures dictated by the composition-dependent phase behavior. Being solid, hydrates are a nuisance in flowing wells or pipelines, where they can totally or partially block fluid passage. Subsurface restrictions, such as chokes or safety valves, are particularly susceptible to hydrate blockage even during normal operation because of Joule-Thompson cooling.

Hydrates also concentrate hydrocarbons. One cubic foot of hydrate may contain as much as 180 scf of gas. In high-pressure oil and gas wells, hydrates often form during the startup phase. Although the very low temperature of a permafrost environment provides the perfect condition for gas-hydrate formation, they are found anywhere in the world, especially in high-pressure and marine environments. Ideal situations for gas-hydrate formation include:

High-pressure gas wells or flowlines, where the gas contains moisture or free water or load-water produced during post-fracture cleanup.

In marine pipelines, riser pipes, and high-pressure oil and gas wells.

In arctic wells, especially near the permafrost zone.

At or near subsurface safety valves or other choke devices where Joule-Thompson cooling is present.

During cold startup of producing wells after shut-ins for well testing, workover, or routine surface-facility maintenance.

Gas-hydrate phase behavior and kinetics are well understood. Sloan presented a very comprehensive review of these processes. Formation of solid gas hydrates in oil and natural gas wells or transmission pipelines causes physical blockages to flow and is a major nuisance. When designing gas or multiphase-flow pipelines in gas-hydrate-prone systems, consider the phase behavior of gas hydrates and, if possible, avoid the formation of gas hydrates or hydrate plug-ging. If a hydrate-free system cannot be designed, hydrate-related blockage in the pipeline should be considered while troubleshooting flow or production problems, especially after shutdowns or during cold startups.

Inhibition/Dissociation.

The common method of hydrate inhibition is by inducing thermodynamic instability to the hydrate phase, also known as thermodynamic inhibition. This is accomplished by the following method.

Heating the system above the hydrate-formation temperature at system pressure.

Reducing the system pressure below hydrate stability at system temperature.

Changing composition or removing one of the components of hydrate, such as the hydrocarbon or the water.

Adding or injecting an inhibitor, such as methanol or glycol, to the hydrate

The injection of inhibitors moves the hydrate stability conditions toward higher pressures and lower temperatures. New inhibitors, called kinetic inhibitors, are being developed that allow the system to exist in the hydrate thermodynamic stability region, inhibiting the agglomeration of smaller hydrate nuclei to larger masses. Inhibition of hydrates by pumping hot oil into the hydrate system is commonly practiced to mitigate any existing problems during cold startup. However, chemical inhibitor injection with pipe insulation (if necessary) is a more common method to prevent hydrate formation. Davalath and Barker presented a detailed review of design considerations for gas-hydrate prevention in deepwater gas-well completions. The following example illustrates the hydrate-phase envelope with respect to a typical North Sea gas-phase envelope. Table 2 gives the gas composition.

<u>Component</u>	<u>Mole Fraction</u>
Methane	0.6741
Ethane	0.0842
Propane	0.0460
Iso-butane	0.0063
<i>n</i> -butane	0.0171
Iso-pentane	0.0051
<i>n</i> -pentane	0.0077
Hexane	0.0093
Heptane	0.0677
Nitrogen	0.0024
CO ₂	0.0801

TABLE 2—EXAMPLE OF GAS COMPOSITION

A phase envelope for this gas in a feed stream with 1,000 lbm- mol/hr dry gas and 2 lbm-mol/hr water was generated with the Peng- Robinson equation of state from Appendix C and is presented in Fig. 6.29. Note that the hydrate equilibrium

line (Line A) in the middle of the gas/liquid phase envelope determines the thermodynamic stability conditions of pressure and temperature. The area to the left of this curve provides the ideal stable-gas-hydrate envelope. If the pressure and temperature in this gas well lie on the left side of this envelope during cold startup, hydrates may cause blockage to the line. Injection of inhibitor moves this curve to the left, requiring higher pressure and/or lower temperature to form hydrates. With the same gas/water stream, injection of 3.607 lbm-mol/hr, 80 wt % methanol in water moves the hydrate equilibrium line to the left, as shown by Line B. This shows a little shrinkage of the hydrate-phase envelope with the addition of methanol. The extent of control of the hydrate-phase envelope depends on the composition of the producing hydrocarbons and the type and amount of hydrate inhibitor added. Thus, an understanding of such hydrate-phase behavior forms the basis of its thermodynamic inhibition and is highly recommended for troubleshooting and solving hydrate-related problems.

Single-Phase-Flow Concepts

3.1 Introduction

The basis for virtually all computations involving fluid flow in pipes is conservation of mass, momentum, and energy. Application of these principles permits the calculation of changes in pressure and temperature with distance. In this chapter, the steady-state, pressure-gradient equation for single-phase flow in pipes is developed. Procedures to determine values of wall shear stress are reviewed, and example problems are solved to demonstrate the applicability of the pressure-gradient equation for both compressible and incompressible fluids. A review is presented of Newtonian and non-Newtonian fluid flow behavior in both circular pipes and in an annulus. The enthalpy-gradient equation also is developed and solved to obtain approximate equations that predict temperature changes during steady-state fluid flow. Of particular interest is the unique application to heat transmission in wellbores.

3.2 Conservation of Mass

Conservation of mass simply means that for a given control volume, such as a segment of pipe, the mass in, minus the mass out, must equal the mass accumulation. For a constant-area duct,

$$\frac{dp}{dt} + \frac{d(pv)}{dL} = 0 \quad (3.2.1)$$

For steady-state flow, no mass accumulation can occur. Eq. 3.2.1 then becomes

$$\frac{d(pv)}{dL} = 0 \quad (3.2.2)$$

It is evident from Eq. 3.2.2 that steady-state flow also is characterized by $pv = \text{constant}$.

3.3 Conservation of Momentum

Application of Newton's first law to fluid flow in pipes requires that the rate of momentum out, minus the rate of momentum in, plus the rate of momentum accumulation in a given pipe segment must equal the sum of all forces on the fluids.

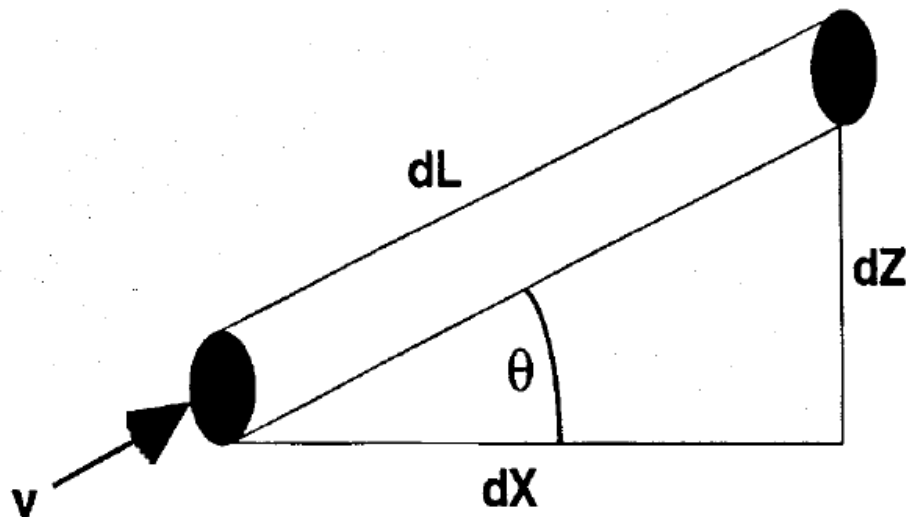


Fig. 3.1 - Control volume

Fig. 3.1 defines the control volume and pertinent variables. Conservation of linear momentum can be expressed as

$$\frac{d}{dt}(pv) + \frac{d}{dL}(pv^2) = \frac{dp}{dL} - \tau \frac{\pi d}{A} - pgsin\theta \quad (3.3.1)$$

3.4 Pressure-Gradient Equation

Combining Eqs. 3.4.1 and 3.4.2, and assuming steady-state flow to eliminate the rate of accumulation of linear momentum, gives

$$pv \frac{dv}{dL} = -\frac{dp}{dL} - \tau \frac{\pi d}{A} - pgsin\theta \quad (3.4.1)$$

Solving for the pressure gradient obtains

$$\frac{dp}{dL} = -\tau \frac{\pi d}{A} - pgsin\theta - pv \frac{dv}{dL} \quad (3.4.2)$$

which also frequently is called the mechanical energy balance equation. Thus, the steady-state, pressure-gradient equation is a result of applying the principles of conservation of mass and linear momentum.

The first component, described in greater detail, results from friction or shear stress at the pipe wall. Friction losses normally represent 5 to 20% of the total pressure drop in wells. The second term is the pressure gradient caused by elevation change (often called the hydrostatic head or elevation component). It is normally the predominant term in wells and contributes from 80 to 95% of the pressure gradient. The final component in results from change in velocity (often called acceleration or the kinetic energy component). It is normally negligible and can become significant only if a compressible phase exists at relatively low pressures, such as in gas-lift wells near the surface.

For upward flow in a well, pressure always drops in the direction of flow. It is common to show the pressure drop as positive in the direction of flow. Eq. 3.4.2 must be multiplied by -1 to yield a positive pressure gradient.

3.5 Turbulent Flow

Our ability to predict flow behavior under turbulent-flow conditions is a direct result of extensive experimental studies of velocity profiles and pressure gradients. These studies have shown that both velocity profile and pressure gradient are very sensitive to characteristics of the pipe wall. A logical approach to defining friction

factors for turbulent flow is to begin with the simplest case (i.e., the smooth-wall pipe), then proceed to the partially rough wall and finally to the fully rough wall.

Smooth pipe is seldom encountered in oil and gas production. However, laboratory studies often are conducted with glass or plastic pipes, which can approach smooth pipe. Numerous empirical equations have been proposed to predict friction factors for smooth pipe.

Evaluation of the wall shear stress or friction losses can be accomplished by defining a dimensionless friction factor that is the ratio of the wall shear stress to the kinetic energy of the fluid per unit volume.

3.6 Laminar Flow

For laminar flow, an analytical expression can be derived for the friction factor. The velocity profile for laminar flow can be integrated to yield the pressure gradient. This was done for flow in horizontal capillary tubes to give Eq. 3.6.1, which is the Poiseuille equation.

$$v = \frac{d^2}{32\mu} \left(\frac{dp}{dl} \right) \quad (3.6.1)$$