

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

Школа - Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки - 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) - Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении

УДК 622.279.8.05-027.236(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Горбачев Владислав Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. пр.	Максимова Ю.А.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Школа - Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки - 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) - Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Горбачев Владислав Сергеевич

Тема работы:

«Повышение эффективности установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научная литература, статьи, данные по Ямбургскому нефтегазоконденсатному месторождению, физико-химические свойства откачиваемой продукции, технологические схемы установки комплексной подготовки газа УКПГ-1В.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Особенности геолого-промысловой характеристики Ямбургского газоконденсатного месторождения 2. Оценка технологической характеристики производства 3. Анализ технологий подготовки природного газа 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
---	---

Перечень графического материала	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Иностранный язык	Гутарева Н.Ю.

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 / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н		
ст. пр.	Максимова Ю.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Горбачев Владислав Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Горбачеву Владиславу Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ Специальность	Нефтегазовое дело/21.04.01

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Сравнение стоимости абсорбентов метанола и диэтиленгликоля Оценка затрат на проведение мероприятия по закачке метанола в скважину.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка экономической эффективности использования в качестве абсорбента метанола и диэтиленгликоля	Расчет экономической выгоды перехода на однореагентную систему
2. Расчет себестоимости продукции и ликвидации гидратообразования при закачке метанола в скважину.	Проведены расчеты материальных затрат, численности персонала и ФОТ, амортизации основных средств.
Перечень графического материала:	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Горбачев Владислав Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Горбачеву Владиславу Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: установка комплексной подготовки газа, необходимая для очистки и осушки газа, приведения газа к товарному виду
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда и трудового кодекса РФ); -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов на работающего	Вредные факторы: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -повреждения в результате контакта с насекомыми. Опасные факторы: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -повышенное значение напряжения в электрической цепи; - пожаро-взрывоопасность.
3. Экологическая безопасность	-анализ воздействия объекта на атмосферу; -анализ воздействия объекта на гидросферу; -анализ воздействия объекта на литосферу;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Возможные ЧС при добыче нефти и газа: наводнения, ураганы, лесные пожары, возгорания ГСМ, нефтегазоводопроявления на скважине. Наиболее типичной ЧС: нефтегазоводопроявление.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Горбачев Владислав Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 117 страниц, 9 рисунков, 18 таблиц, 42 источников литературы, 2 приложений.

Ключевые слова: установка комплексной подготовки газа, ингибитор, гидратообразование, абсорбент, абсорбер

Объектом исследования является действующая технология подготовки газа на установке комплексной подготовки газа УКПГ-1В

Предмет исследования свойства и параметры газа, ингибиторы гидратообразования, абсорбенты ДЭГ и ВМР, технологические схемы работы установки УКПГ-1В

Цель работы анализ и исследование процессов действующей технологии подготовки газа УКПГ-1В, с последующей оценкой и предложением мер для повышения эффективности

В магистерской диссертации поставлены следующие задачи:

- 1) изучить геолого-промысловую характеристику месторождения;
- 2) провести анализ системы подготовки газа;
- 3) описать наиболее оптимальные технические решения для увеличения эффективности;
- 4) рассчитать экономическую эффективность от внедрения проекта.

В процессе работы было доказано, что однореагентная система подготовки газа экономически и технологически эффективнее. Был рассчитан оптимальный расход ингибитора гидратообразования.

Во второй главе рассмотрены технологические особенности работы установки, ее общая характеристика, система сбора газа, а так же пункт сепарации и цех подготовки газа и конденсата.

В третьей главе произведен расчет необходимого количества ингибитора гидратообразования, проведено сравнения различных абсорбентов с прогнозированием падающей добычи.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- дебит: объем жидкости, поступающий из скважины в единицу времени;

- скважина: цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

- гидраты: кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа;

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

А – абсорбер;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

УППГ – установка предварительной подготовки газа;

ЦРМ – цех регенерации метанола;

УОГ – установка очистки газа;

УОК – установка (узел) отключающих кранов;

УЗПП – установка закачки промстоков в пласт;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ВМР – водометанольный раствор;

ВХ – воздушный холодильник;

ГВК – газо-водяной контакт;

ГФУ – горизонтальное факельное устройство;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

Е – емкость;

ЗПА – здание переключающей арматуры;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;

КОС – комплекс очистных сооружений;

КРД – клапан-регулятор давления;
КРТ – клапан-регулятор температуры;
КСО – комплекс скважинного оборудования;
МКН – мультикассетная насадка;
МФА – многофункциональный аппарат;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
НТА – низкотемпературная абсорбция;
ПДК – предельно-допустимая концентрация;
ППА – пункт переключающей арматуры;
Р – разделитель;
рДЭГ – регенерированный диэтиленгликоль;
С – сепаратор;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
Т – теплообменник;
ТДА – турбодетандерный агрегат;
ФА – фонтанная арматура;
ФП – фильтр-патрон;
ЦПГ – цех подготовки газа;
ЯГКМ – Ямбургское газоконденсатное месторождение.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	14
1.1 Газоносность.....	14
1.2 Геолого-физическая характеристика пласта.....	15
1.3 Состав и свойства газа и газового конденсата	16
1.4 Состояние разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.....	19
1.5 Конструкция скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	20
2 ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОИЗВОДСТВА	23
2.1 Общая характеристика установки комплексной подготовки газа УКПГ-1В.....	23
2.2 Сбор газа.....	26
2.3 Пункт сепарации пластового газа (II очередь)	27
2.4 Установка (цех) подготовки газа и извлечения конденсата II очередь.....	29
3. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	35
3.1 Обоснование выбора ингибитора гидратообразования.....	35
3.2 Варианты подачи ингибитора гидратообразования в зависимости от технологии подготовки газа	36
3.3 Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов.....	38
3.4 Расчет расхода ингибитора гидратообразования	47
3.5. Технологический расчёт абсорбера УКПГ-1В на разных стадиях разработки до перехода на однореагентную систему	50
3.6 Расчёт абсорбера после перехода на однореагентную систему	68
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	74
4.1 Расчет средней цены на диэтиленгликоль и метанол	74
4.2 Определение затрат на транспортировку реагентов	75
4.3 Расчет себестоимости продукции и ликвидации гидратообразования при закачке метанола в скважину.....	76
4.4 Расчет полной себестоимости сбора и подготовки природного газа.....	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	81
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81

5.2 Производственная безопасность.....	83
5.2.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды	84
5.2.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды	89
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.	89
5.3 Экологическая безопасность.....	91
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	96
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	100
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	111

ВВЕДЕНИЕ

Перспективы развития газовой промышленности в России в первую очередь связаны с освоением газовых и газоконденсатных месторождений в районах Крайнего Севера. Транспортирование газа из этих месторождений осуществляется по магистральным трубопроводам, расположенным в зоне распространения многолетнемёрзлых пород. На температурный режим работы трубопроводов накладываются твердые требования с целью обеспечения их эксплуатационной надежности. Выбор и дальнейшая оптимизация процесса промышленной переработки продукции скважин на весь период разработки и эксплуатации месторождений, а также обеспечение надежности поставок сырья на перерабатывающие мощности является на сегодняшний день актуальной задачей. Одной из важнейших проблем при эксплуатации газопроводов является образование газогидратов. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода. Затраты нефтегазовых компаний на предупреждение и борьбу с газогидратными пробками составляют значительную часть стоимости эксплуатации месторождений и транспорта газа. Поэтому сокращение эксплуатационных затрат на предупреждение и борьбу с гидратообразованием в промышленных системах добычи газа и дальнейшего его транспорта вызывает немалый интерес со стороны многих добывающих и эксплуатирующих компаний нефтегазовой отрасли.

Актуальность: оптимизация процесса промышленной переработки продукции скважин на весь период разработки в условиях падающего пластового давления и роста влагосодержания.

Цель работы: анализ и исследование процессов действующей технологии подготовки газа УКПГ-1В, с последующей оценкой и предложением мер для повышения эффективности

Задачи:

- изучить геолого-промысловую характеристику месторождения;
- провести анализ системы подготовки газа;

- описать наиболее оптимальные технические решения для увеличения эффективности;
- рассчитать экономическую эффективность от внедрения проекта.

Объект исследования: действующая технология подготовки газа на установке комплексной подготовки газа УКПГ-1В

Предмет исследования: свойства и параметры газа, ингибиторы гидратообразования, абсорбенты ДЭГ и ВМР, технологические схемы работы установки УКПГ-1В

Защищаемые положения:

-для заданных условий работы шлейфа потребность в метаноле меньше чем предусмотрено проектом

-переход газового промысла на однореагентную систему подготовки скважинной продукции позволяет достигнуть наибольшего технологического и экономического эффекта

1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Газоносность

Ямбургское месторождение расположено в пределах северной части Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. В разрезе месторождения выделяются две мощные продуктивные толщи. Одна из них приурочена к отложениям неокома тангаловской свиты, вторая – к отложениям сеномана покурской свиты.

Продуктивная толща тангаловской свиты неокома представлена переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пластов с углистыми остатками и пропластками углей. Толщина её примерно составляет 550 – 650 м. В продуктивной толще установлено 15 продуктивных горизонтов, в которых выявлено 23 газоконденсатных залежи.

Продуктивные горизонты в большинстве случаев состоят из нескольких изолированных или полуизолированных песчано-алевролитовых пластов толщиной 0,4-24 м. Одни из них имеют линзовидное строение, другие – выклиниваются в сводовой части или на склонах поднятия, и лишь отдельные пласты прослеживаются в пределах всего месторождения. В связи с разобщенностью песчано-алевролитовых горизонтов, а также пластов-коллекторов одного и того же горизонта, газо-водяные контакты в них находятся на разных гипсометрических уровнях. Продуктивные горизонты характеризуются сравнительно низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

В неокомской продуктивной толще присутствуют залежи преимущественно литологически экранированные и линзовидные, реже пластового сводового типа. Залежи газа расположены в интервале глубин от 2500 до 3350 м. Среди выявленных залежей наиболее крупная имеет размеры 31х41 км, а высоту около 327 м.

1.2 Геолого-физическая характеристика пласта

В нижнемеловом разрезе ЯГКМ установлена газоносность 15 продуктивных пластов, образующих 23 залежи. В баррем-готтеривской части разреза 8 пластов, в валанжинской 7 пластов. Почти все залежи частично или полностью экранированные, с краевыми водами. Продуктивные отложения характеризуются сложным геологическим строением, значительной фациальной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств, как по площади, так и по разрезу, с развитием отдельных литологически ограниченных ловушек. Проектом разработки выделено два эксплуатационных объекта.

Первый объект включает залежи пластов БУ₃¹, БУ₃², БУ₄², БУ₅¹, БУ₅³, расположенных только в сводовой части в зоне УКПГ-3В. По подсчету эффективных газонасыщенных толщин первого объекта наибольшую значимость имеют толщины пласта БУ₃¹. Суммарные толщины по объекту колеблются от 6,8 до 34,6 м, а в зоне размещения эксплуатационных скважин составляет 8,0-33,8 м. Для первого объекта коэффициент абсолютной проницаемости изменяется от 3,210 до 132,710 мкм², коэффициент открытой пористости от 4,7 до 17,0 %. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 3,4 до 34,2 м.

По II эксплуатационному объекту установлены следующие закономерности. В зоне УКПГ-3В все пласты характеризуются литологическим замещением в западном направлении. Пласты БУ₆², БУ₉¹, БУ₆³, БУ₈⁰ в этой зоне в песчаных фракциях развиты в зонах единичных кустов, а в пластах БУ₇ и БУ₉³ проницаемые пропластки полностью отсутствуют. Наилучшими толщинами в этой зоне характеризуется пласт БУ₈³ со значением 14,0-19,4 м. Пласт БУ₈¹⁻² отличается значительной изменчивостью толщин от 4,0 до 15,0 м. Наибольшей толщины прослой в пласте приурочены к нижней части. Пласт БУ₆¹ в проницаемых прослоях встречается во всех кустах и имеет толщину 1,0-4,0 м.

Для II объекта коэффициенты абсолютной проницаемости, открытой пористости и эффективная газонасыщенная толщина равны, соответственно, 0,64-372,5 мкм²; 3,23-13,85 %; 1,2-64,8 м. По II-ому объекту отмечено чередование

полосообразных зон с повышенным (район скважин 112-118, 105-101 и 112-135) и пониженным значением эффективных газонасыщенных толщин.

В зоне УКПГ-1В в пластах БУ₆², БУ₉² и БУ₉³ проницаемые газо-насыщенные прослои полностью отсутствуют, а в пластах БУ₆¹, БУ₆³ и БУ₇ они встречаются спорадически. В этой зоне суммарная наибольшая газонасыщенная толщина колеблется от 18 до 64 м. Установлено изменение толщины от центральной зоны УКПГ к периферии.

Зона УКПГ-2В приурочена к восточному погружению. В этой зоне пласт БУ₆ заглинизирован, БУ₆² и БУ₇ встречаются спорадически в песчаных фракциях. Наибольшим развитием характеризуются проницаемые пропластки в пластах БУ₈⁰, БУ₈¹⁻², БУ₈², БУ₉¹, БУ₉², и БУ₉³. Наибольшие толщины характерны для пласта БУ₈³. Суммарная эффективная газонасыщенная толщина составляет, в зоне кустов УКПГ-2В, 16-18 м, реже 50 м.

Пористость коллекторов продуктивных пластов колеблется в пределах от 6,8 до 15,9 %, проницаемость от 0,1 до 141 мкм². Начальные пластовые давления составляют по пласту БУ₃¹ – 33,14 МПа. Средние пластовые температуры изменяются от 71 °С в кровле комплекса до 90 °С в его подошвенной части.

1.3 Состав и свойства газа и газового конденсата

Товарной продукцией получаемой на ГП-1В являются:

- природный газ, осушенный и очищенный от механических примесей соответствующий СТО-089-2010 ООО «Газпром»;
- нестабильный конденсат, соответствующий СТО-5.11-2008 ООО «Газпром».

Готовая продукция по подземным трубопроводам направляется к потребителям. Для предотвращения растепления вечномерзлых грунтов проектом предусмотрена подача товарной продукции в подземные трубопроводы с температурой от минус 5 до минус 2 °С.

Товарный газ – это смесь углеводородов, имеющая состав в соответствии с требованиями ГОСТ 31371.7 (по результатам анализов ЯЛХА) мольных %, смотри таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Состав товарного газа

Компонент	Содержание, %
CH ₄	93,47
C ₂ H ₆	4,34
C ₃ H ₈	1,33
iC ₄	0,174
nC ₄	0,154
iC ₅	0,0274
nC ₅	0,0197
C ₆₊	0,011
CO ₂	0,334
N ₂	0,409
He	0,0073
H ₂	0,0024

Температура точки росы при 3,92 МПа:

- по воде – зимой не выше минус 20 °С, летом не выше минус 14 °С;
- по углеводородам – зимой не выше минус 10 °С, летом не выше минус 5 °С;
- относительная плотность по воздуху – 0,55;
- пределы взрываемости (по метану) – 5-15 % по объему;
- ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³ – 7000;
- среднее значение низшей теплотворной способности – 33067 кДж/м³;
- среднекритические параметры составляют $P_{кр} = 4,895$ МПа, $T_{кр} = 199,41$ К.

Нестабильный газовый конденсат представляет собой жидкость, состоящую из смеси углеводородов, имеющую состав (по результатам анализов ЯЛХА), % масс смотри в таблице 1.2, не смешивающуюся с водой, обладающую высокой испаряемостью. Легко воспламеняется при нормальных условиях, токсичен.

Таблица 1.2 – Состав нестабильного конденсата

Компонент	Содержание, %
CH ₄	3,72 – 6,15
C ₂ H ₆	5,08 – 8,13
C ₃ H ₈	12,31 – 14,83
iC ₄	6,53 – 7,41
nC ₄	8,80 – 10,99
iC ₅	4,86 – 6,04
nC ₅	4,47 – 5,64
C ₆₊	46,29 – 50,65

Физико-химические характеристики конденсата:

- плотность, кг/м³ – 620-645;
- молекулярная масса – 68,5-72,5;
- вязкость, м²/сек:
- при 0 °С – 0,47·10⁻⁶;
- при 10 °С – 0,392·10⁻⁶;
- температура вспышки паров – 30 °С;
- температура самовоспламенения – 380 °С;
- пределы взрываемости паров – 0,8-8,0 % объемных;
- ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м³ – 300,0.

По групповому углеводородному составу конденсаты относятся к метанонафтеновому типу. Существенное отличие конденсатов первого и второго объектов разработки обусловлено их углеводородными свойствами. Содержание ароматических углеводородов в конденсате второго объекта значительно выше, чем в первом, что повлияло на растворимость тяжелых углеводородов в газе и, следовательно, их потенциал в добываемых смесях ниже, несмотря на более высокие значения пластовых давлений и температур.

Анализ группового углеводородного состава стандартных фракций показывает, что стабильные конденсаты содержат незначительное количество сернистых соединений, парафинов, смолистых веществ. Фракционные составы конденсатов I и II объектов отличаются, по отдельным залежам также наблюдается неоднородность фракционных составов конденсатов. Этим объясняется широкий диапазон колебаний плотностей, вязкостных характеристик и температурных свойств.

Коэффициенты извлечения конденсата при разработке при истощении пластовой энергии до 0,1 МПа для газоконденсатных залежей I и II объектов приняты соответственно 0,64 и 0,68.

1.4 Состояние разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Нижнемеловые залежи Ямбургского месторождения введены в разработку в 1991 году пуском УКПГ-1В. В настоящее время подготовка продукции осуществляется одним УКПГ и двумя УППГ.

Добыча из неокомских отложений за 2008 год составила 13,49 млрд. м³ газа сепарации и 1,432 млн. т нестабильного конденсата. Всего с начала разработки из пластов отобрано 191,547 млрд. м³ (45,474 млрд. м³ – I объект и 146,073 млрд. м³ – II объект) «сухого» газа и 14,332 млн. т (4,117 млн. т – I объект и 10,215 млн. т – II объект) стабильного конденсата, что составляет в среднем 17,68% (28,0% – I объект и 16,12% – II объект) и 12,51% (24,0% – I объект и 10,66% – II объект), соответственно, от начальных утвержденных запасов. Отмечается опережающая выработка запасов из залежей I объекта. Меньшая, по сравнению с газом, относительная величина отбора конденсата обусловлена пластовыми потерями последнего при снижении давления в залежах.

Темп отбора за 2008 года составил 1,31 % по газу и 0,82 % по стабильному конденсату.

В настоящее время действующим фондом скважин в активную разработку вовлечено 461,4 млрд. м³ или 57% от уточнённых запасов газа, в том числе

100,1 млрд. м³ по I объекту эксплуатации (66% от запасов) и 360,5 млрд. м³ по II объекту (56% от запасов).

Динамика основных показателей разработки показывает их удовлетворительное соответствие проектным с учетом фактических сроков ввода производственных мощностей (УКПГ, скважины). Тем не менее, последовательный ввод в разработку площадей УКПГ-1В, УППГ-3В и 2В с промежутком в пять лет привел к неравномерности отборов по площади залежи, неравномерному формированию полей пластовых давлений в процессе разработки газоконденсатных залежей и образованию глубокой депрессионной воронки в зоне УППГ-3В.

1.5 Конструкция скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

В настоящее время к ГП-1В подключено 22 куста с 82 эксплуатационными скважинами.

Скважины Ямбургского газоконденсатного месторождения оснащаются фонтанными арматурами отечественного и зарубежного производства. Фонтанные арматуры рассчитаны для работы при температуре до минус 60 °С и пластовых давлениях 21 и 35 МПа. На месторождении принята следующая конструкция скважин (рисунок 1.1).

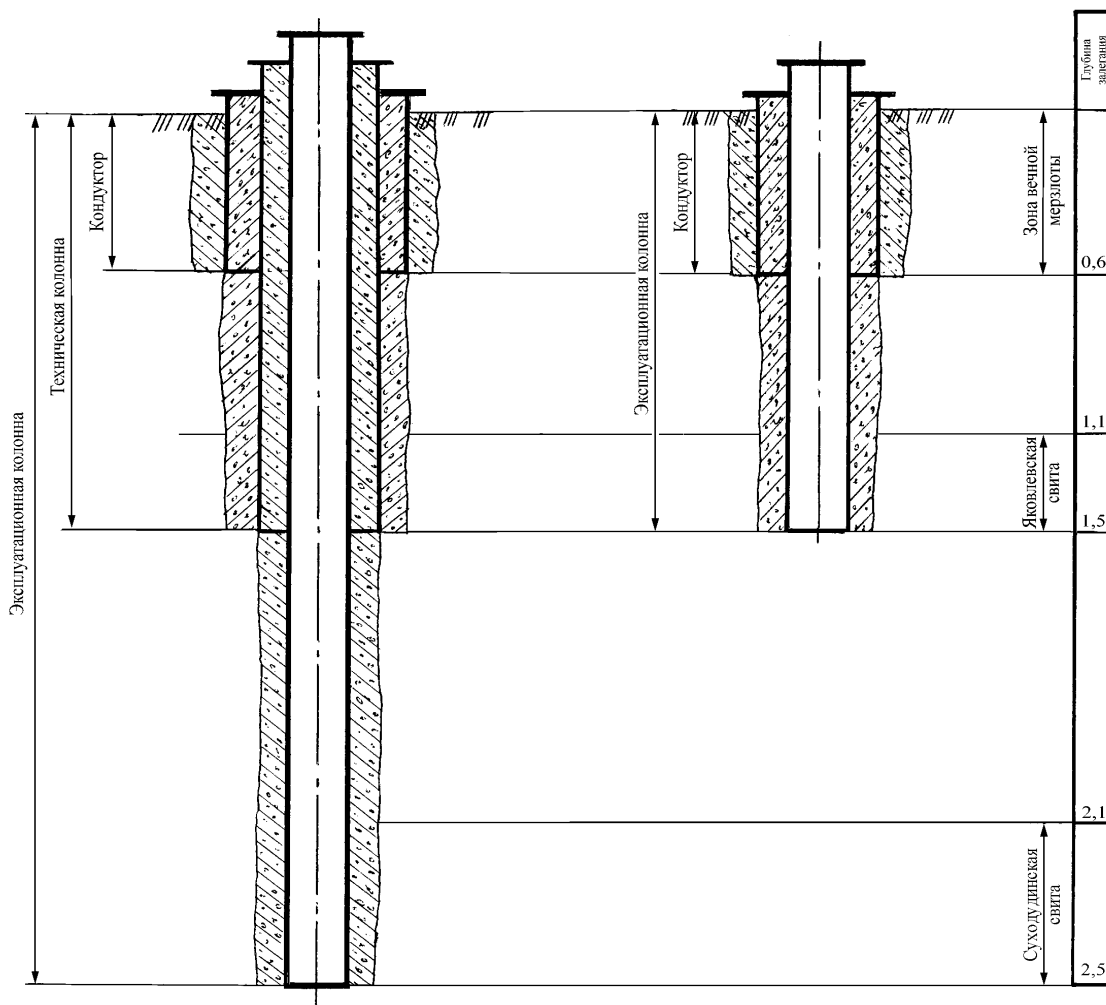


Рисунок 1.1 – Конструкция скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

а – вскрывающих валанжинские залежи; б – вскрывающих сеноманские залежи

На Ямбургском газоконденсатном месторождении принято кустовое размещение скважин. Обычно в состав куста входит по 2-6 скважин, бурящихся в основном наклонно-направленным способом. Количество эксплуатационных скважин в кусте принято согласно проекту разработки института ВНИИГаз.

Газ от каждой скважины по индивидуальному газопроводу диаметром 114x9мм поступает в газосборный коллектор, по которому транспортируется на установку комплексной подготовки газа (УКПГ).

Типовая конструкция валанжинской скважины представлена на рисунке 1.2.

Валанжинские скважины Ямбургского ГКМ имеют следующую конструкцию:

- кондуктор – $D = 324$ мм, $H = 550$ м.;

- эксплуатационная колонна – $D = 219$ мм, $H = 3180$ м (проектная глубина);
- НКТ – в основном, $D = 168$ мм.

Для оборудования скважин используются колонные головки ОКК-1-210-219*324 и фонтанная арматура АФК-150/100-210ХЛ.

При любой конструкции скважины последняя обсадная колонна спускается до проектной глубины, называется эксплуатационной колонной, через которую производится эксплуатация скважины.

Устье скважины обвязывается колонной головкой (ГКК – головка колонная клиновая – и фонтанной арматурой).

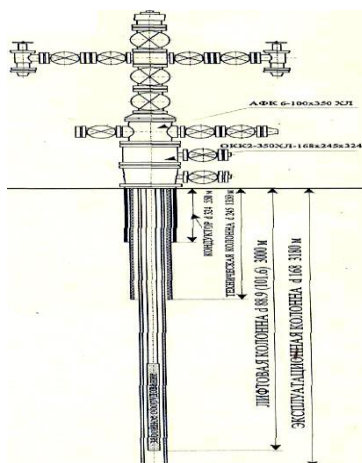


Рисунок 1.2 – Типовая конструкция валанджинской скважины ЯГКМ

2 ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОИЗВОДСТВА

2.1 Общая характеристика установки комплексной подготовки газа УКПГ-1В

Проектная производительность ГП-1В составляет 21 млрд. м³/год газа. Фактическая максимальная производительность ГП-1В – 16,5 млрд. м³/год газа. Отбор нестабильного газового конденсата при этом составляет ~ 1670 тыс.т./год.

Промысловой обработке подлежит пластовый газ, поступающий от скважин УКПГ-1В и по газопроводам-коллекторам от УППГ-2В, 3В.

Промысловая система сбора газа для кустов скважин зоны УКПГ-1В коллекторно-лучевая, из труб диаметром 168, 219, 273, 325 мм. В 2013 г. после ввода в эксплуатацию новых скважин «нижнемеловых отложений» в работе находилось 110 скважин, сгруппированных в 29 кустов. Схема сбора газа представлена на рисунке 2.1.

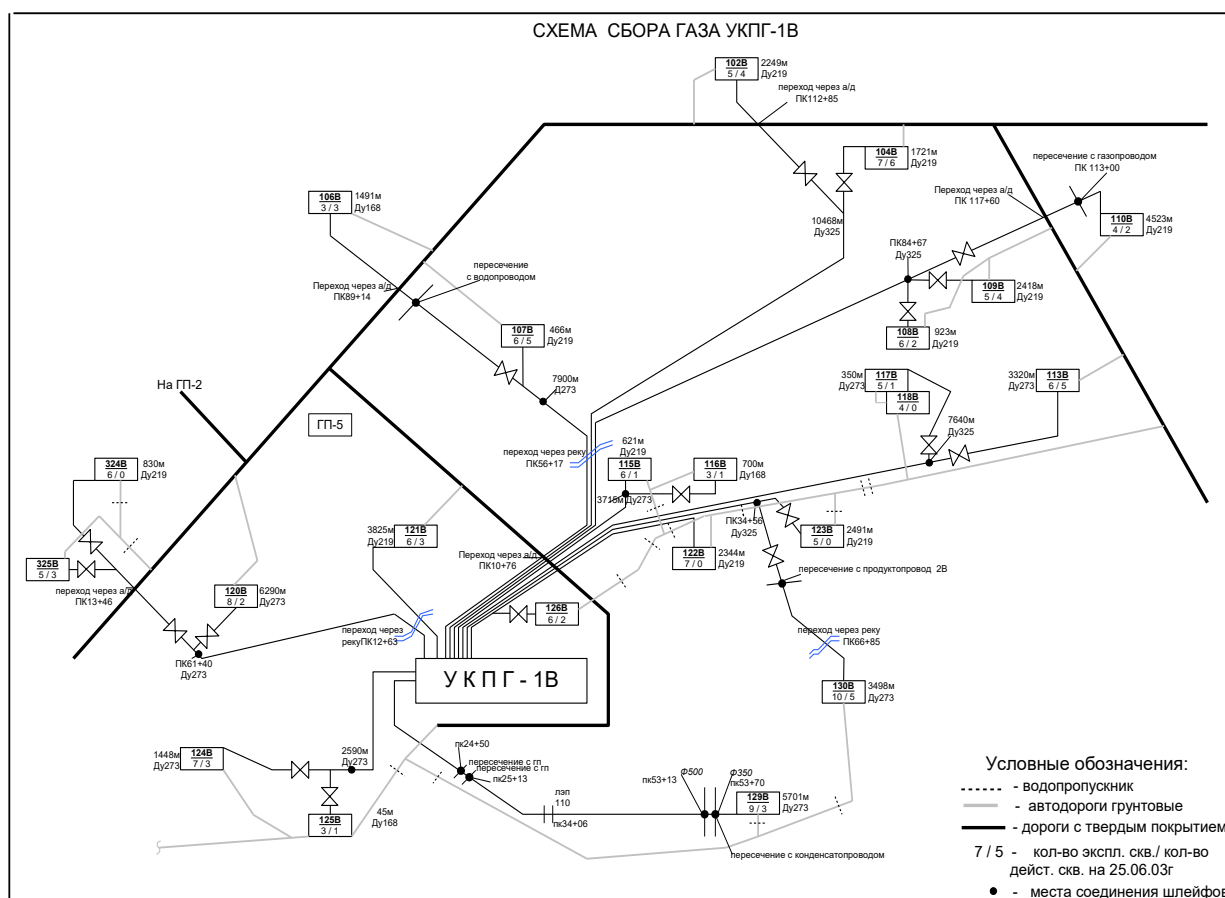


Рисунок 2.1 – Схема сбора газа УКПГ-1В

Подготовка газа к транспорту осуществляется с использованием оборудования производительностью $6,2 \div 10$ млн. $\text{м}^3/\text{сутки}$ и включает первичное отделение пластовой жидкости в емкостях-пробкоуловителях, сепарацию пластового газа, компремирование сырого газа на ДКС, охлаждение сырого газа в аппаратах воздушного охлаждения, турбодетандерных агрегатах до температуры от минус 32 до минус 28 °С с последующей абсорбцией углеводородов охлажденным конденсатом и подогревом газа до температуры от минус 5 до минус 2 °С в теплообменниках "газ-газ" для обеспечения режима транспорта по подземным межпромысловым коллекторам.

Газ выветривания из выветривателя В-2 и разделителей Р-2, Р-2р эжектируется высоконапорным газом с абсорберов А-1 и сепараторов С-3 I и II очереди.

Для предотвращения гидратообразования в газопроводах-шлейфах, технологических трубопроводах и аппаратах в схеме подготовки газа предусматривается применение метанола, а также подача в абсорберы А-1 первой и второй очереди в качестве абсорбента водометанольного раствора (ВМР) с концентрацией метанола $70 \div 85\%$ масс.

Сокращение потерь метанола с нестабильным конденсатом достигается снижением его концентрации в водометанольном растворе в разделителях Р-2, Р-2р за счет подачи части ВМР более низкой концентрации, отводимого из абсорберов А-1, А-1р.

Регенерация насыщенного ВМР с концентрацией метанола $5 \div 65\%$ масс. проводится на установке регенерации метанола, входящей в состав I очереди УКПГ-1В.

Регулирование, контроль и управление технологическим процессом осуществляется приборами и средствами автоматики, серийно выпускаемыми приборостроительными заводами.

Схема подготовки продукции представлена на рисунке 2.2.

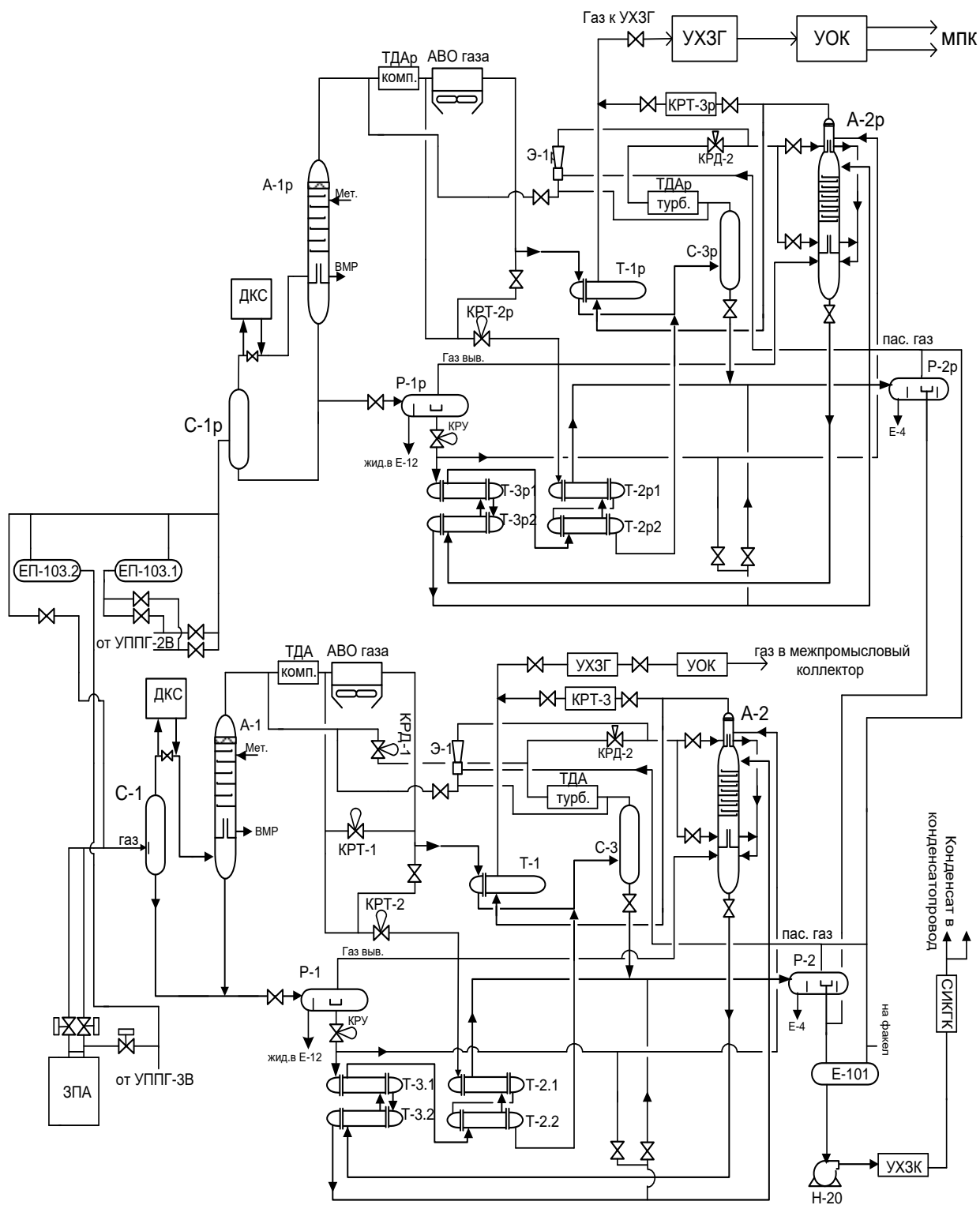


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема подготовки газа и конденсата (I и II очередь) ГП-1В

2.2 Сбор газа

В 2013 г. после ввода в эксплуатацию новых скважин «нижнемеловых отложений» в работе находилось 110 скважин, сгруппированных в 29 кустов.

Устья скважин оборудованы фонтанной арматурой АФК-100-350хЛ с колонной головкой без управляемой коренной задвижки. Статическое давление газа на устьях скважин $12 \div 17$ МПа, температура $10 \div 38$ °С. Транспорт газа от скважин до УКПГ осуществляется по газопроводам-шлейфам. Способ прокладки шлейфов – надземный, на низких опорах с теплоизоляцией из пенополиуретана и защитным покрытием из металлического листа. Метанолопроводы прокладываются параллельно шлейфам. Проектом предусмотрена система подачи газа от 1-3 кустов скважин в один шлейф. Подача метанола на устья скважин предусмотрена при выводе на режим скважин и шлейфов и при понижении температуры воздуха для предотвращения гидратообразования. На кустовой обвязке скважин «нового» фонда установлены приборы информационно-управляющей системы телемеханики КТМ КГС ООО «Вымпел». Система телемеханики позволяет дистанционно контролировать и регулировать расходы, температуру и давление газа на скважинах и метанола подаваемого для предотвращения гидратообразования.

На ГП-1В также подается пластовый газ, добываемый на УППГ-2В, 3В.

Транспорт газожидкостной смеси от УППГ-3В до УКПГ-1В осуществляется по двум газопроводам Ду 500. Транспорт газожидкостной смеси от УППГ-2В до УКПГ-1В осуществляется по двум газопроводам Ду 500 после подключения второго газопровода Ду500 в декабре 2011 г.

При транспорте газа по одному трубопроводу минимальная допустимая производительность должна составлять не менее $6 \text{ млн. м}^3/\text{сутки}$ для обеспечения скоростей, обеспечивающих вынос жидкости из пониженных участков.

Прокладка газопроводов – надземная, в теплоизоляции из пенополистерольной скорлупы.

Температура газа на выходе из УППГ-2В, 3В поддерживается в пределах $25 \dots 35$ °С, что обеспечивает безгидратный транспорт газожидкостной смеси до

УКПГ-1В. Необходимая температура на выходе достигается за счет подогрева части газа в печах.

Возможен также транспорт смеси от УППГ-2В, 3В до УКПГ-1В без подогрева газа, при этом для обеспечения безгидратного транспорта двухфазного потока требуется круглогодичная подача метанола в начале коллекторов.

Газ от УППГ-3В от узла подключения, размещаемого на территории I очереди, по трубопроводу Ду 700 поступает в пробкоуловитель ЕП-103 № 2.

Прием газа от УППГ-2В производится на площадке II очереди по двум трубопроводам Ду 700.

Газ нового фонда скважин с ЗПА УКПГ-1В направляется по одному коллектору Ду 400 на пункт сепарации пластового газа I очереди.

При снижении давлений нового фонда скважин до значений старого фонда, имеется технологическая возможность подать газ ЗПА УКПГ-1В, УППГ-2В, УППГ-3В на пункт сепарации пластового газа I, II очереди.

2.3 Пункт сепарации пластового газа (II очередь)

Пункт (цех) сепарации пластового газа предназначен для отделения газа от конденсата, пластовой воды и механических примесей.

В пункте сепарации II очереди размещено следующее оборудование:

- блок первичных сепараторов С-1р/1÷5, с арматурными блоками БА-1р/1÷5;
- арматурные блоки разделителей II ступени Ар-07/1÷4.

Сырой пластовый газ от ЗПА УКПГ-1В, УППГ-3В, УППГ-2В через ЕП-103/1,2 по коллекторам с давлением до 10,0 МПа и температурой 15÷20°С поступает через пневмокраны Г-601/1÷3 в сепараторы С-1/1÷3 и Г-601р/1÷5 в сепараторы С-1р/1÷5, в которых происходит отделение газа от конденсата, пластовой воды и механических примесей.

Из сепараторов С-1р/1-5 сырой газ «старого» фонда через пневмокраны Г-602р/1÷5 по коллектору Ду 700 поступает на узел подключения к ДКС, проходит через сепараторы С-1№1-6 Установки очистки газа (УОГ) и направляется на ГПА-10 ДКС для компремирования до 9,5 МПа.

КРУ-1р поступает на установку подготовки газа и извлечения конденсата II очереди в разделители Р-1р/1÷8 по четырем трубопроводам Ду 150.

Имеется возможность аварийного сброса жидкости из сепараторов I и II очереди на установку технологических емкостей I очереди по коллектору Ду 150.

Сырой газ через узел подключения ДКС к УКПГ по коллекторам Ду 700 поступает на установку очистки газа в сепараторы С-1 /1-6. Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат внутренним диаметром 2600 мм, состоит из 4 секций:

- секции предварительной очистки газа от мехпримесей и жидкости, представляющей собой узел ввода газа с отклоняющей пластиной и коагулятором;
- секции промежуточной очистки газа, состоящей из тарелки, на которой установлены сепарационные прямоочные центробежные элементы по ГПР 1021 в количестве 131 шт.;
- секции окончательной очистки газа, состоящей из тарелки, на которой установлены центробежные элементы по ГПР 515 в количестве 233 шт.;
- нижней секции с защитным листом и узлом выхода жидкости.

Нижняя часть аппарата служит сборником жидкости.

Жидкость из сборника жидкости направляется в разделитель Р-1 установки подготовки газа и извлечения конденсата (в линию 1822 очереди или в линию 591 очереди УКПГ-1В).

Количество рабочих сепараторов определяется текущей производительностью УКПГ по газу, а также давлением газа в входном коллекторе сепараторов.

Очищенный газ после УОГ подается на компремирование по двум теплоизолированным трубопроводам Ду 700 мм, объединенных в кольцо.

Дренажи из сепараторов направляются в емкость Е-1, откуда насосом Н-1 откачиваются в емкость Е-8ар № 32-очереди УКПГ.

Стоки после пропарки и от промывки сепараторов емкости Е-1 поступают в КНС, где последующей откачкой на установку закачки стоков в пласт, где подвергаются механической очистке, после чего закачиваются в поглощающие горизонты.

Функции контроля, управления и регулирования выведены на систему МСКУ.

2.4 Установка (цех) подготовки газа и извлечения конденсата II очередь

Установка включает четыре технологических линии. В абсорберах А-1р, состоящих из сепарационной, массообменной и фильтрующей секций, производится отделение жидкости и механических примесей от газа и отдувка газом метанола из водометанольного раствора. При этом метанол переходит в паровую фазу и по мере снижения температуры при охлаждении газа конденсируется, предотвращая гидратообразование. В абсорберах углеводородов А-2р, состоящих из кубовой, абсорбционной и сепарационной секций, производится извлечение углеводородов абсорбентом – охлажденным конденсатом из разделителей Р-1р (2 аппарата в нитке) через Т-3р.

Для охлаждения газа применяются воздушные холодильники ВХ-1р (4 в нитке), обвязанные параллельно-последовательно, турбодетандерные агрегаты БТДА-1р (2 шт.), работающие по схеме "компрессор-турбина". Для рекуперации холода газовых и конденсатных потоков используются кожухотрубчатые теплообменники Т-1р (газ-газ), Т-2р (газ-конденсат) и Т-3р (конденсат-конденсат). Теплообменники Т-2р и Т-3р смонтированы попарно и по межтрубному пространству обвязаны последовательно.

Для предотвращения гидратообразования предусмотрен подвод метанола через панели ИНГ-2р и систему трубопроводов индивидуальной подачи.

Для сокращения потерь метанола схемой предусматривается подача части ВМР, отбираемого с "полуглухой" тарелки А-1р/1÷4 в разделители Р-2р для разбавления водометанольной фазы, что снижает растворимость метанола в углеводородном конденсате.

В низкотемпературных сепараторах С-3р отделяется конденсат и ВМР, выделившиеся при охлаждении газа в воздушных холодильниках ВХ-1р/1÷8 и теплообменниках Т-1р.

В разделителях Р-1р происходит выветривание газа, разделение на конденсат и метанольная воду.

Сырой газ, с давлением до 10,0 МПа и температурой 15÷30°С из пункта сепарации пластового газа по коллектору через ДКС (Р = до 9,5МПа) и входные пневмокраны Г-201 поступает в абсорберы А-1р/1÷4, в которых последовательно проходит секции:

- сепарационную, где происходит отделение газа от конденсата и пластовой воды, которые через клапан-регулятор уровня поз. КРУ-2р, дроссельную шайбу поступают в разделители Р-1р/1÷8;

- массообменную, где происходит отдувка газом метанола из ВМР с концентрацией метанола 70÷85% масс, подаваемого на верхнюю тарелку секции насосами Н-10/5÷13 из емкости Е-4 установки регенерации метанола. С полуглухой тарелки отдувочной секции, ВМР с концентрацией метанола 10÷75% масс, через клапан-отсекатель, дроссельную шайбу, клапан-регулятор уровня поз. КРУ-1р и далее по коллектору насыщенного ВМР поступает в разделители насыщенного ВМР Р-3/1,2 установки регенерации метанола, а часть его через регулятор расхода КРР-6р - в линию подачи конденсата - в разделители II ступени Р-2р (при концентрации ВМР-75%);

- фильтрующую, где капельный ВМР, выносимый потоком газа, коагулируется на сетке фильтра, попадает через линию насыщенного ВМР в арматурный блок АР-02р.

Газ из абсорберов А-1р/1÷4 через диафрагмы, клапаны-регуляторы расхода поз. КРР-1р/1÷4, выходной пневмокран Г-202р/1÷4 поступает на коллекторы турбодетандерных агрегатов БТДА-1р/1÷8 в компрессор где компремируется до давления 12,0 МПа и нагревается до температуры 30÷45°С. Далее в воздушные холодильники ВХ-1р/1÷8, где охлаждается до температуры минус 5÷30°С.

В теплообменниках газ охлаждается поступающими в межтрубное пространство из абсорберов А-2р/1÷4, потоками:

- в Т-1р/1÷4 газа с температурой минус 32÷-28°С;
- в Т-2р/1÷8 конденсата с температурой минус 15÷-10°С.

Из теплообменников Т-1р/1÷4 и Т-2р/1÷8 охлажденный газ с температурой 5 °С минус 15°С поступает в низкотемпературные сепараторы С-3р/1÷4, где от газа отделяется жидкая фаза, которая через клапан-регулятор уровня поз. КРУ-5р поступает в трубопроводы подачи конденсата в разделители Р-2р/1÷4.

Газ из сепараторов С-3р/1÷4 проходит через турбины БТДА-1р/1÷8, где охлаждается до температуры минус 37÷-25°С и с давлением до 7,5 МПа поступает в абсорберы углеводородов А-2р/1÷4.

В холодный период года при давлении газа в А-1р 9,5 МПа, достижение температуры минус 32÷-28°С возможно без применения турбодетандерных агрегатов БТДА-1р/1÷8 за счет дроссель-эффекта, получаемого на клапане-регуляторе давления КРД-2р, при этом газ проходит по байпасам компрессора и турбины БТДА.

В абсорберах углеводородов А-2р/1÷4 газ последовательно проходит секции:

- абсорбционную, в которую поступает над нижней тарелкой секции. В абсорбционной секции происходит извлечение (абсорбция) из газа углеводородов С₃₊ охлажденным конденсатом из разделителей Р-1р/1÷8, подаваемым на орошение под верхнюю тарелку секции;

- сепарационную, где происходит отделение газа от капельного конденсата, выносимого потоком газа.

Из абсорберов А-2р/1÷4 осушенный газ под давлением до 7,5 МПа с температурой минус 32÷-28°С через регулятор давления "до себя" КРД-3р, пневмокрэн Г-230р поступает в межтрубное пространство теплообменников Т-1р/1÷4.

Регулирование температуры товарного газа осуществляется клапаном - регулятором температуры поз. КРТ-3р/1÷4.

Из межтрубного пространства теплообменников Т-1р/1÷4 газ с температурой минус 5÷-2°С через пневмокраны Г-232р/1÷4 поступает в коллектор осушенного газа и далее на I очередь УКПГ-1В, где через кран Г-506,2 направляется на общий пункт хозрасчетного замера газа.

Для защиты промыслового коллектора на трубопроводе осушенного газа установлены 6 предохранительных клапанов производительностью 10 млн. м³/сутки, с $P_H = 7,88$ МПа. Каждый клапан может отключаться от коллекторов входа и выхода задвижками, опломбированными в открытом состоянии. Одновременно допускается отключение только одного клапана.

В разделителях Р-1р/1÷8 происходит разделение конденсата от пластовой воды и дегазация жидкой фазы. Газ из разделителей Р-1р/1÷8 через клапаны-регуляторы давления поз. КРД-4р поступает в кубовую секцию абсорберов А-2р/1÷4.

Пластовая вода из разделителей Р-1р/1÷8 через клапан-отсекатель поз. КРУ-4р поступает в емкость Е-12 установки регенерации метанола I очереди. При повышении концентрации ВМР свыше 5% -направляется в Р-3/1,2 ЦРМ.

Конденсат из разделителей Р-1р/1÷8 через клапан-регулятор уровня КРУ-5р направляется в трубное пространство теплообменников Т-3р/1÷8, где охлаждается до температуры минус 32÷15°С конденсатом, поступающим в межтрубное пространство из кубовой части абсорберов А-2р/1÷4, и поступает на орошение под верхнюю тарелку абсорбционной секции абсорберов А-2р/1÷4.

В абсорберах А-2р/1÷4 конденсат с полуглухих тарелок абсорбционной и сепарационной секций поступает в кубовую секцию. Из кубовой секции абсорберов А-2р/1÷4 конденсат через клапаны-регуляторы уровня поз. КРУ-6р подается в межтрубное пространство теплообменников Т-3р/1÷8 (конденсат-конденсат), а затем Т-2р/1÷8 (газ-конденсат), где газом, подаваемым в трубное пространство,

регулируется температура конденсата поступающего из Т-2р в разделители Р-2р/1÷4.

Схемой предусмотрен вывод конденсата в емкости аварийного слива Е-1/1÷6 установки технологических емкостей ГСМ, конденсата и метанола I очереди.

В абсорберах А-1р/1÷4 контролируется перепад давления, расход газа, температура газа, регулируются: уровни конденсата в сепарационной секции и ВМР на полуглухой тарелке отдувочной секции, расход ВМР.

В коллекторах входа и выхода газа воздушных холодильников ВХ-1р/1÷8 контролируются:

- давление и температура на выходе;
- перепад давления между выходом и входом.

Предусмотрен местный контроль температур газа на выходе каждой пары секций АВО.

Включение и выключение вентиляторов воздушных холодильников ВХ-1р/1÷8 осуществляется оператором с пульта (по месту) в зависимости от температуры газа из абсорберов А-2р и температуры воздуха.

В сепараторах С-3р/1÷4 контролируется давление, перепад давления, температура, регулируется уровень конденсата.

В эжекторах ЭГ-2р/1÷4 контролируется:

- давление, расход активного и пассивного газов;
- температура общего потока газа.

В узле КРД-2р контролируется давление до дросселя, контролируется и регулируется давление после дросселя.

В теплообменниках Т-1р/1÷4 контролируется:

- в трубном пространстве – перепад давления между входом и выходом, давление и температура на входе и выходе;
- в межтрубном пространстве давление и температура на входе и выходе, перепад давления.

В теплообменниках Т-2р/1÷8 контролируется:

- в трубном пространстве—перепад давления между входом и выходом, давление и температура на входе и выходе;

- в межтрубном пространстве давление и температура конденсата на входе и выходе.

В теплообменниках Т-3р/1÷8 контролируется в трубном и межтрубном пространстве давление и температура на входе и выходе, перепад давления.

В абсорберах углеводородов А-2р/1÷4 контролируется: перепад давления, давление газа на входе, температура: выхода осушенного газа, кубовой части, контролируются уровни конденсата: на полуглухих тарелках сепарационной и абсорбционной секций соответственно, уровень конденсата в кубе регулируются: уровень конденсата в кубовой секции, расход конденсата в абсорбционную секцию, давление в абсорбере.

В разделителях Р-1р/1÷8 контролируется и регулируется давление соответственно, регулируются уровни: конденсата и метанольной воды.

В летний период температурный режим процесса низкотемпературной абсорбции углеводородов обеспечивают турбодетандерные агрегаты БТДА-1р/1÷8, работу которых поддерживает автономная агрегатная автоматика.

На пульт оператора выведены:

- контроль работы агрегатной автоматики;
- прием аварийных сигналов и сигналов состояния агрегатов от агрегатной автоматики;
- подача команд, вводимых с пульта или дисплея, на агрегатную автоматику.

3. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

3.1 Обоснование выбора ингибитора гидратообразования

В процессе эксплуатации Ямбургского месторождения существуют условия образования гидратов, как в системе сбора газа, так и в технологическом оборудовании установки подготовки газа к транспорту, что диктует необходимость использования методов борьбы с гидратами.

В России метанол в качестве ингибитора гидратообразования получил широкое распространение на всех действующих месторождениях Крайнего Севера. В зарубежной практике более широкое распространение получил моноэтиленгликоль (МЭГ). Использование каждого из указанных ингибиторов имеет как свои достоинства, так и недостатки.

Практически повсеместное применение водного раствора метанола в России объясняется следующими основными причинами:

- легкая смешиваемость с газом благодаря высокой летучести;
- низкая температура замерзания (вплоть до минус 90 °С);
- способность не только предотвращать гидратообразование, но и разлагать гидратные пробки;
- малая вязкость;
- слабая коррозионная активность;
- сравнительно низкая стоимость и широкая промышленная база производства.

Существенными недостатками применения метанола являются:

- высокая токсичность;
- пожарная опасность;
- высокие потери с товарным газом (до 0,4 г/м³), так безвозвратные потери составят до 4500 т/год.

Применение МЭГ в зарубежной практике обусловлено следующими причинами:

- малая растворимость в природном газе и, следовательно, малые безвозвратные потери (примерно в 20 раз меньше по сравнению с метанолом);
- меньшая, по сравнению с метанолом, токсичность;

- слабая воспламеняемость;
- меньшие энергетические затраты на регенерацию.

Недостатками применения МЭГ по сравнению с метанолом являются:

- более высокая температура замерзания (минус 40 °С при концентрации 60 % – 80 %);
- большая вязкость;
- коррозионная активность при высоких температурах (например – в процессе регенерации);
- более высокая стоимость и отсутствие опыта применения в условиях Крайнего Севера.

3.2 Варианты подачи ингибитора гидратообразования в зависимости от технологии подготовки газа

Вариант 1. Антигидратный реагент метанол в сочетании с гликолевой осушкой газа.

В систему сбора подаётся метанол. При поступлении на берег, метанол распределяется между газом первичной сепарации и отделяемым ВМР в соответствии с давлением, температурой и концентрацией в водной фазе. Метанол с газом сепарации поступает в абсорбер, где улавливается потоком гликоля, причём из-за относительно высоких температур работы колонны ,эффективность перехода метанола в гликоль будет невысокой, поэтому заметная часть метанола теряется с осушенным газом. Уловленный метанол поступает на установку регенерации гликоля, оттуда – с отпаренной водой на установку регенерации метанола. Соответственно, сточные воды будут содержать оба реагента. Таким образом, вариант характеризуется двумя системами регенерации– метанола и гликоля, сниженными потерями метанола.

Вариант 2. Антигидратный реагент МЭГ в сочетании с гликолевой осушкой газа.

МЭГ подаётся на устье скважин, вследствие низкой летучести, потребуются также подача перед АВО ДКС. В зимних условиях возможно образование гидратов в рядах трубок, ближайших к вентилятору. Насыщенный МЭГ будет выделяться во

входном сепараторе УКПГ и направляться на установку регенерации. Газ сепарации после ДКС поступает на осушку. Для минимизации количества применяемых реагентов, в качестве абсорбента целесообразно также применение МЭГ. Для обеспечения точки росы на уровне минус 20 °С, необходимая концентрация МЭГ составляет выше 99 %, что предполагает вакуумную систему регенерации. В отличие от предыдущего варианта, товарный газ не будет содержать метанол, поэтому не исключено, что для предотвращения замерзания унесённого из колонны абсорбции МЭГ в СОГ потребуются дополнительные меры. Таким образом, вариант характеризуется двумя системами регенерации МЭГ, одна из которых вакуумная, не менее одной системы удаления солей, отсутствием опыта работы с подобными системами, повышенными требованиями к содержанию механических примесей, повышенными требованиями к сепарационному оборудованию.

Вариант 3. Антигидратный реагент метанол в сочетании с НТС.

Система подачи метанола та же, что и в варианте 1. Часть метанола поступает с газом первичной сепарации. На УКПГ метанол подаётся перед промежуточным сепаратором. ВМР собирается из первичного, промежуточного и низкотемпературного сепараторов и направляется на регенерацию. Вариант характеризуется одной системой регенерации, значительными потерями метанола с товарным газом. Однако, система НТС с применением метанола хорошо отработана, имеется большой опыт проектирования и эксплуатации. Не требуется высокой эффективности сепарационного оборудования.

Вариант 4. Антигидратный реагент МЭГ в сочетании с НТС.

Схема подачи на устье и особенности применения МЭГ как антигидратного реагента – те же, что и для варианта 2. На установке НТС требуется дополнительная точка подачи – перед детандером ТДА. Это приведёт к снижению его КПД, необходимости отдельной установки регенерации МЭГ, и скорее всего, установки удаления солей. Возможны проблемы с теплообменниками газ-газ. Для минимизации поступления солей на установку НТС необходима высокая эффективность сепарационного оборудования. При наличии конденсата в пластовой смеси, возможно ограничение по температуре НТС. Требуется мелкодисперсный

распыл МЭГ по потоку, тщательный контроль концентрации подаваемого МЭГ. К преимуществам варианта следует отнести осушающее действие гликоля, особенно в системе НТС, что приведёт к снижению точки росы по входу и, соответственно, к снижению мощности головной КС. Вариант характеризуется одной или двумя установками регенерации и удаления солей, повышенными требованиями к сепарационному оборудованию, необходимостью тщательного контроля содержания механических примесей и концентрации подаваемого МЭГ, малым опытом эксплуатации аналогичных систем. Варианты подачи разных реагентов на устье и в систему НТС рассматривать нецелесообразно, так как они содержат недостатки обоих реагентов.

Учитывая вышеизложенное, в качестве ингибирования гидратообразования в системе сбора пластового газа и для технологии подготовки газа принят метанол как наиболее апробированный и надежно зарекомендовавший себя в отечественной газовой промышленности ингибитор гидратообразования. Использование метанола позволит гарантированно защитить трубопроводы сбора и установку подготовки газа от образования гидратов и обеспечить их надежную эксплуатацию на протяжении всего периода разработки.

3.3 Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов

Порядок расчета:

Гидравлический и тепловой расчет газопромысловых шлейфов предусматривает оценку изменения термобарических параметров на выходе из трубопровода. В качестве примера возьмем куст №113 в зимний период эксплуатации.

Газ на установку комплексной подготовки газа подается от куста скважин по теплоизолированному шлейфу.

Исходные данные представлены в таблицах 3.1 и 3.2/

Таблица 3.1 – Параметры газа, грунта, расстояние от скважины до УКПГ [15]:

Наименование величины, обозначение, единица измерения	Значение
Q расход, млн.м ³ /сут	0,394

Продолжение таблицы 3.1

ω скорость газа в шлейфе, м/с	1,5
P давление в начале шлейфа P, МПа	7,29
T температура в начале шлейфа, К	296
T _{гр} температура грунта на глубине прокладки газопровода, К	233
L расстояние от скважины до УКПГ, м	10960

Таблица 3.2 – Состав газовой смеси и параметры компонентов

Компонент	y_i	T _{кр} , К	P _{кр} , МПа	$\mu \cdot 10^{-12}$, мПа · с	ρ_0 , кг/м ³
1	2	3	4	5	6
CH ₄	93,39	190,5	4,88	1,05	0,717
C ₂ H ₆	4,34	305,4	5,07	0,87	1,344
C ₃ H ₈	1,2	369,8	4,42	0,76	1,967
iC ₄ H ₁₀	0,156	408,1	3,8	0,7	2,6
nC ₄ H ₁₀	0,154	425,5	3,95	0,7	2,6
nC ₅ H ₁₂	0,0143	469,7	3,5	0,63	3,22
C ₅₊	0,001	574	3,13	0,62	3,88
C ₇₊	0,0075	540,1	2,75	0,526	4,7
C ₈₊	0,0059	568,8	2,51	0,714	5,1
CO ₂	0,31	304	7,64	1,39	1,977
N ₂	0,395	125,9	3,53	1,7	1,251
He	0,0067	5,1	0,24	1,8	0,178

Необходимо рассчитать температуру и давление на входе в УКПГ.

Порядок расчета:

Первым шагом определим псевдокритические параметры $P_{пк}$, $T_{пк}$.
Необходимые значения критического давления P_k и критической температуры T_k для отдельных компонентов возьмем из таблицы 3.2.

$$P_{пк} = \sum_{i=1}^n P_{кpi} \cdot y_i, \quad (3.1)$$

где $P_{кpi}$ – критическое давление i -го компонента, МПа;

y_i – доля i -го компонента.

$$T_{пк} = \sum_{i=1}^n T_{кpi} \cdot y_i, \quad (3.2)$$

где $T_{кpi}$ – критическая температура i -го компонента, К.

$$\rho_{см} = \sum_{i=1}^n \rho_0 \cdot y_i, \quad (3.3)$$

где ρ_0 – плотность i -го компонента в нормальных условиях, кг/м³.

$$P_{пк} = 4,88 \cdot 0,9339 + 5,07 \cdot 0,0434 + 4,42 \cdot 0,012 + 3,8 \cdot 0,00156 + \\ + 3,95 \cdot 0,00154 + 3,51 \cdot 0,000196 + 3,5 \cdot 0,000143 + 3,13 \cdot 0,00001 + \\ + 2,75 \cdot 0,000075 + 2,51 \cdot 0,000059 + 7,64 \cdot 0,0031 + 3,53 \cdot 0,00395 + \\ + 0,24 \cdot 0,000067 = 4,88 \text{ МПа.}$$

$$T_{пк} = 190,5 \cdot 0,9339 + 305,4 \cdot 0,0434 + 369,8 \cdot 0,012 + 408,1 \cdot 0,00156 + \\ + 425,5 \cdot 0,00154 + 460,4 \cdot 0,000196 + 469,7 \cdot 0,000143 + 574 \cdot 0,00001 + \\ + 540,1 \cdot 0,000075 + 568,8 \cdot 0,000059 + 304 \cdot 0,0031 + 125,9 \cdot 0,00395 + \\ + 5,1 \cdot 0,000067 = 198,57 \text{ К.}$$

$$\rho_{см} = 0,717 \cdot 0,9339 + 1,344 \cdot 0,0434 + 1,967 \cdot 0,012 + 2,6 \cdot 0,00156 + \\ + 2,6 \cdot 0,00154 + 3,22 \cdot 0,000196 + 3,22 \cdot 0,000143 + 3,88 \cdot 0,00001 + \\ + 4,7 \cdot 0,000075 + 5,1 \cdot 0,000059 + 1,977 \cdot 0,0031 + 1,251 \cdot 0,00395 + \\ + 0,178 \cdot 0,000067 = 0,772 \text{ кг/м}^3.$$

Используя значения $T_{пк}$ и $P_{пк}$, рассчитаем приведенные параметры газа при нормальных и рабочих условиях:

$$T_{пр}^0 = \frac{T_0}{T_{пк}} = \frac{273}{198,55} = 1,375; \quad P_{пр}^0 = \frac{P_0}{P_{пк}} = \frac{0,101325}{4,88} = 0,0208; \\ T_{пр}^p = \frac{T_p}{T_{пк}} = \frac{296}{198,57} = 1,491; \quad P_{пр}^p = \frac{P_p}{P_{пк}} = \frac{7,29}{4,88} = 1,493. \quad (3.3-3.6)$$

Далее найдем коэффициент сверхсжимаемости газа при рабочих условиях z_p и нормальных условиях z_n по формуле Латонова-Гуревича.

$$z_H = (0,4 \cdot \lg T_{np}^0 + 0,73)^{P_{np}^0} + 0,1 \cdot P_{np}^0 ; (3.7)$$

$$z_H = (0,4 \cdot \lg 1,375 + 0,73)^{0,0208} + 0,1 \cdot 0,0208 = 0,997 ;$$

$$z_p = (0,4 \cdot \lg T_{np}^p + 0,73)^{P_{np}^p} + 0,1 \cdot P_{np}^p ; (3.8)$$

$$z_p = (0,4 \cdot \lg 1,491 + 0,73)^{1,493} + 0,1 \cdot 1,493 = 0,865 .$$

По формуле 3.9 рассчитаем объёмный расход газа в рабочих условиях

$$q = \frac{Q \cdot Z_p \cdot 10^6}{P \cdot Z_H \cdot 86400 \cdot 9.8} , \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.9)$$

где Q_z -расход газа в нормальных условиях, млн. м³/сут;

T_p, T_0 – рабочая и нормальная (273К) температура, К;

P –давление в расчётной точке шлейфа, МПа;

z_p, z_0 – коэффициент сверхсжимаемости при рабочих и нормальных условиях.

$$q = \frac{0.394 \cdot 10^6 \cdot 0.865}{7.29 \cdot 0.997 \cdot 86400 \cdot 9.8} = 0.055 \text{ м}^3 / \text{с} .$$

Внутренний диаметр трубопровода определим по формуле:

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{q}{0,785 \cdot \omega}} , \quad (3.10)$$

где ω – скорость потока в шлейфе, $\frac{\text{м}}{\text{с}}$.

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{0,055}{0,785 \cdot 1,5}} = 217 \text{ мм} .$$

Фактические значения диаметров газопровода представлены в таблице А.1

приложения А.

d_H наружный диаметр = 273 мм.

δ толщина стенки = 13 мм.

$d_{вн}$ внутренний диаметр = 247 мм.

Фактическая скорость потока:

$$\omega = \frac{q}{0,785 \cdot d_{вн}^2} , \quad (3.11)$$

где $d_{вн}$ – фактический внутренний диаметр трубопровода, м.

$$\omega = \frac{0,055}{0,785 \cdot 0,247^2} = 1,498 \text{ м/с} .$$

Наружный диаметр трубопровода:

$$d_H = d_{вн} + 2 \cdot (\delta_T + \delta_{из}) , \quad (3.12)$$

где $\delta_m, \delta_{из}$ – толщины стенок трубы и изоляции соответственно, м.

$$d_n = 217 + 2 \cdot (13+50) = 343 \text{ мм.}$$

Принимаем $d_n = 273$ мм.

Общий коэффициент теплопередачи:

Принимаем $K = 1,75 \frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$, так как параметры грунта неизвестны.

Определяем плотность газа в рабочих условиях ρ_p .

$$\rho_p = \frac{\rho_0 \cdot z_n \cdot T_n \cdot P_p}{P_n \cdot z_p \cdot T_p}, \quad (3.13)$$

где ρ_0 – плотность газа в нормальных условиях, кг/м³;

T_p – рабочая температура, К;

P_p – рабочее давление, МПа;

T_n – нормальная температура, 293К;

P_n – нормальное давление, 0,102МПа;

z_p, z_n – коэффициенты сверхсжимаемости газа при рабочих и нормальных условиях.

$$\rho_p = \frac{0,772 \cdot 0,997 \cdot 293 \cdot 7,29}{0,1013 \cdot 0,865 \cdot 296} = 63,41 \text{ кг / м}^3.$$

Вязкость смеси в нормальных условиях:

$$\mu_0 = \sum_{i=1}^n \mu_{0i} \cdot y_i, \quad (3.14)$$

где μ_{0i} – вязкость i -го компонента в нормальных условиях, мПа · с.

$$\begin{aligned} \mu_0 &= 1,05 \cdot 0,9339 + 0,87 \cdot 0,0434 + 0,76 \cdot 0,012 + 0,7 \cdot 0,00156 + \\ &+ 0,7 \cdot 0,00154 + 0,65 \cdot 0,000196 + 0,63 \cdot 0,000143 + 0,62 \cdot 0,00001 + \\ &+ 0,526 \cdot 0,000075 + 0,714 \cdot 0,000059 + 1,39 \cdot 0,0031 + 1,7 \cdot 0,00395 + \\ &+ 1,8 \cdot 0,000067 = 1,041 \cdot 10^{-12} \text{ мПа} \cdot \text{с.} \end{aligned}$$

Вязкость смеси в рабочих условиях определим по графику А.1 приложения А.

$$\mu_p = 0,0125 \text{ мПа} \cdot \text{с.}$$

Определяем число Рейнольдса

$$Re = \frac{w \cdot d_{вн}}{10^3 \cdot \nu} = \frac{w \cdot d_{вн} \cdot \rho_p}{10^3 \cdot \mu}, \quad (3.15)$$

где w – средняя скорость газа в шлейфе, м/с;

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

ρ_p – плотность потока при рабочих условиях, кг/м³;

μ – динамическая вязкость потока, Па·с;

ν – кинематическая вязкость потока, м/с.

$$\text{Re} = \frac{1,498 \cdot 217 \cdot 963,41}{10^3 \cdot 0,014 \cdot 10^{-3}} = 147243,9.$$

По таблице А.2 приложения А, определим значение эквивалентной абсолютной шероховатости труб:

$$K_{\text{ш}} = 500 \text{ мкм.}$$

По формуле 3.16 найдем коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2 \cdot K_{\text{ш}}}{10^3 \cdot d_{\text{вн}}} \right)^{0,2}, \quad (3.16)$$

где $K_{\text{ш}}$ – шероховатость стен труб, мкм

$$\lambda = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{147243,9} + \frac{2 \cdot 500}{10^3 \cdot 217} \right)^{0,2} = 0,0238.$$

Далее необходимо рассчитать удельную теплоемкость газовой смеси при рабочей температуре и атмосферном давлении. Значения удельной теплоемкости компонентов представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Значения удельной теплоемкости компонентов

Компонент	$c_p^0, \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$
CH ₄	2,22
C ₂ H ₆	1,73
C ₃ H ₈	1,57
iC ₄ H ₁₀	1,5
nC ₄ H ₁₀	1,5
iC ₅ H ₁₂	1,45
nC ₅ H ₁₂	1,45
C ₅₊	1,42
C ₇₊	1,68
CO ₂	0,846
N ₂	1,043
He	0,859
$c_{pсм}^0 = \sum(c_{pi}^0 \cdot y_i)$	2,1793

$$c_{pсм}^0 = \sum_{i=1}^n c_{pi}^0 \cdot y_i, \quad (3.17)$$

$$\begin{aligned}
c_{pсм}^0 &= 2,22 \cdot 0,9339 + 1,73 \cdot 0,0434 + 1,57 \cdot 0,012 + 1,5 \cdot 0,00156 + \\
&+ 1,5 \cdot 0,00154 + 1,45 \cdot 0,000196 + 1,45 \cdot 0,000143 + 1,42 \cdot 0,00001 + \\
&+ 1,68 \cdot 0,000075 + 0,846 \cdot 0,0031 + 1,043 \cdot 0,00395 + 0,859 \cdot 0,000067 = \\
&= 2,1793 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.
\end{aligned}$$

Определим поправку к теплоемкости при рабочем давлении по рисунку А.2 приложения А.

$$\Delta C_p = 9,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}.$$

Теплоемкость смеси при рабочих параметрах:

$$C_p = c_{pсм}^0 \cdot M + \Delta C_p, \quad (3.18)$$

где M – молекулярная масса газовой смеси, $M = 17,281 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$.

$$C_p = 2,1793 \cdot 17,281 + 9,5 = 47,16 \frac{\text{кДж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}.$$

Определяем параметр Шухова

$$a = \frac{262,3 \cdot \text{К} \cdot d_n}{Q \cdot \Delta C_p \cdot 10^6}, \quad (3.19)$$

где K – коэффициент теплопередачи от транспортируемого газа к окружающей среде, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$;

C_p – изобарическая теплоемкость газа, $\text{кДж}/\text{кг}$;

d_n – наружный диаметр газопровода, мм .

$$a = \frac{262,3 \cdot 1,75 \cdot 343}{0,394 \cdot 0,55 \cdot 47,16 \cdot 10^6} = 0,0154 \text{Вт} / \text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}.$$

По формуле 3.20 определим среднюю температуру газа на расчетном участке

$$T_{cp} = T_{гр} + \frac{T_n - T_{гр}}{a \cdot l} \cdot (1 - e^{-a \cdot l}), \quad (3.20)$$

где T_{cp} – средняя температура грунта на расчетном участке, К ;

T_n – температура на начальном участке газопровода, К ;

$T_{гр}$ – температура грунта на глубине прокладки газопровода, К ;

e – основание натуральных логарифмов, $e=2,718$;

a – параметр Шухова.

$$T_{cp} = 233 + \frac{296 - 233}{0,154 \cdot 10,96} \cdot (1 - e^{-0,0154 \cdot 10,96}) = 290,968 \text{К}.$$

Определяем давление газа на входе в УКПГ

$$P_1 = \sqrt{P_H^2 - \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \Delta \cdot T_{cp} \cdot z_p \cdot l}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot d_{вн}^5}}, \quad (3.21)$$

где P_H – давление газа в начале газопровода, МПа;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления газопровода;

T_{cp} – средняя температура в газопроводе, К;

l – длина газопровода, км;

Δ – относительная плотность газа в нормальных условиях.

$$P_1 = \sqrt{10^2 - \frac{0,394^2 \cdot 0,0238 \cdot 0,55 \cdot 290,968 \cdot 0,865 \cdot 10,96}{10,23 \cdot 10^{-12} \cdot 217^5}} = 7,211 \text{ МПа}.$$

Определяем среднее давление в шлейфе

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right), \quad (3.22)$$

где P_H, P_K – давление в начале и конце газопровода, МПа

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left(7,29 + \frac{7,211^2}{7,29 + 7,211} \right) = 7,251 \text{ МПа}.$$

Обобщенную функцию коэффициента Джоуля – Томпсона определим по графику А.3 приложения А.

$$\left[\frac{P_{кр}}{T_{кр}} * \mu_i * C_{P_{см}} \right] = 1.$$

По формуле вычисляем коэффициент Джоуля – Томпсона

$$D_i = \frac{\frac{T_{пк}}{P_{пк}} \cdot \left[\frac{P_{пк}}{T_{пк}} \cdot D_i \cdot C_{P_{св}} \right]}{C_{P_{см}}^0 + \Delta C_{P_{см}}}; \quad (3.23)$$

$$D_i = \frac{198,57}{4,88} \cdot 1 = 0,863^0 \text{ C / МПа}.$$

Определяем температуру газа на входе в УКПГ

$$T_1 = T_{гр} + (T_H - T_{гр}) \cdot e^{-al} - D_i \cdot \frac{P_H^2 - P_K^2}{2a \cdot l \cdot P_{cp}} \cdot (1 - e^{-al}); \quad (3.24)$$

где D_i – эффект Джоуля – Томпсона, $^0\text{C/МПа}$;

P_{cp} – среднее значение давления на расчетном участке газопровода.

$$T_1 = 233 + (296 - 233) \cdot e^{-10,96 \cdot 0,154} - 5,58 \cdot \frac{7,29^2 - 7,211^2}{2 \cdot 0,0154 \cdot 10,96 \cdot 7,251} \cdot (1 - e^{-10,96 \cdot 0,154}) = 286,149 \text{ К}.$$

По графику А.4 приложения А используя значения P_p , определим температуру гидратообразования.

$$T_{го}=290 \text{ К.}$$

Результаты расчетов температуры и давления газа по всей длине шлейфа приведены в таблице 3.4. График распределения температуры по длине шлейфа показан на рисунке 3.1.

Таблица 3.4– Температура и давление газа по всей длине трубопровода

L, км	T, К	P, МПа	T _{го} , К
1	294,9695784	7,282863	290
2	294,0216714	7,27572	290
3	293,0882587	7,268569	290
4	292,1691186	7,261411	290
5	291,264033	7,254246	290
6	290,3727868	7,247074	290
7	289,4951686	7,239895	290
8	288,63097	7,232709	290
9	287,7799858	7,225516	290
10	286,9420139	7,218315	290
10,96	286,1496183	7,211396	290

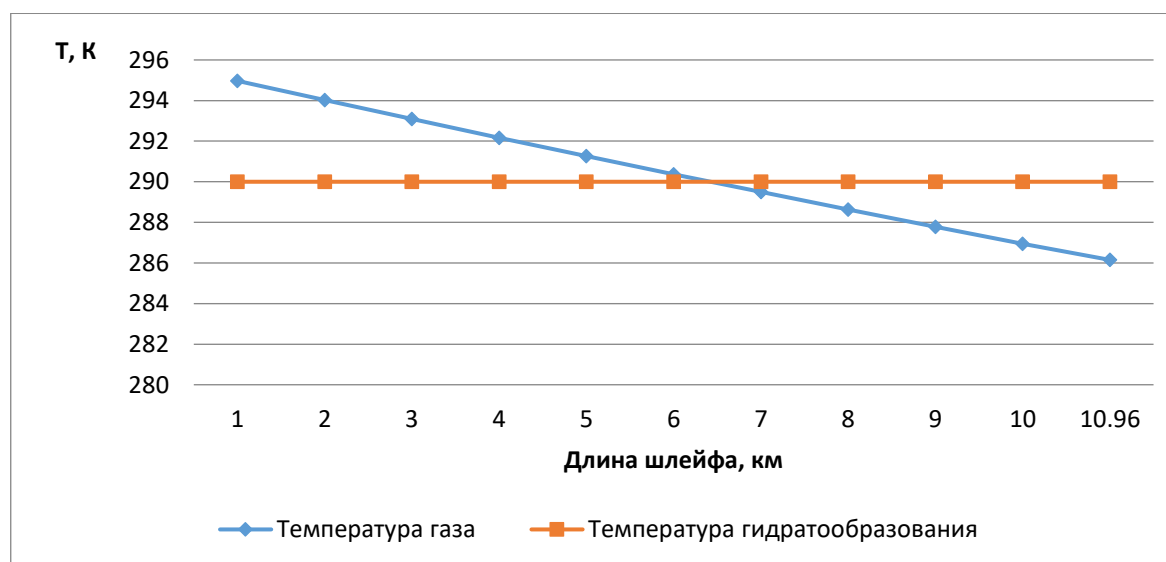


Рисунок 3.1 – График распределения температуры и равновесной температуры гидратообразования по длине шлейфа в зимнее время

Вывод: так как кривая распределения температуры газа по длине шлейфа пересекает кривую гидратообразования, то в данный шлейф для борьбы с гидратообразованием необходимо подавать метанол.

3.4 Расчет расхода ингибитора гидратообразования

Промысловые данные для расчета:

Газ транспортируется от скважин до УКПГ относительной плотностью $\rho_{п}$. $P_1=7,29$ МПа давление на устье скважин, $T_1=296$ К температура. Газ охлаждается до $T_2=286,15$ при транспортировании. $P_2=7,211$ МПа давление газа на входе в УКПГ. Для борьбы с гидратообразованием в шлейф подается $X_1=85\%$ -ый раствор метанола. Необходимо рассчитать расход метанола G .

Методика расчёта:

1. Определим температуру гидратообразования по графику А.3 приложения А, используя значение P_p :

$$T_r=17^{\circ}\text{C}.$$

2. Рассчитаем снижение температуры гидратообразования по формуле 3.25.

$$\Delta t = T_r - T_p; \quad (3.25)$$

$$\Delta t=17-13=4^{\circ}\text{C}.$$

3. Находим массовую концентрацию метанола в отработанном растворе (X_2), которая обеспечивает снижение температуры гидратообразования на $\Delta t^{\circ}\text{C}$ с помощью графика А.4 приложения А:

$$X_2=7,5\%.$$

Определим массовое содержание метанола в отработанном растворе:

$$X_2 = \frac{M \cdot \Delta t}{K + M \cdot \Delta t}, \quad (3.26)$$

где $M=32$ кг/моль- молекулярная масса метанола;

$K=1220$ - коэффициент зависящий от типа раствора

$$X_2 = \frac{32 \cdot 4}{1220 + 32 \cdot 4} = 0,095 = 9,5\% .$$

Принимаем $X_2 = 11,4\%$.

4. Определим количество воды в жидкой фазе:

$$W=b_1-b_2+\Delta b, \quad (3.27)$$

где b_1 и b_2 - влагосодержание газа в начальной и расчетной точках системы соответственно, кг/1000 м³;

$\Delta b=0$ -количество капельной влаги в газе в начальной точке системы, кг/1000 м³.

Значения b_1 и b_2 определяются по формуле

$$b = \frac{A}{10 \cdot P} + B, \quad (3.28)$$

где P - давление газа, МПа;

A - влагоемкость идеального газа при $P_{\text{атм}}$, г/м³.

B - коэффициент, показывающий разницу влагосодержания реального и идеального газов, г/м³:

Значения A и B определяются из таблицы А.2 приложения А.

$$A_1=21,525 \text{ г/м}^3, B_1=0,1285 \text{ г/м}^3;$$

$$A_2=11,71 \text{ г/м}^3, B_2=0,0822 \text{ г/м}^3.$$

$$b_1 = \frac{21,525}{10 \cdot 7,29} + 0,01285 = 0,41798;$$

$$b_2 = \frac{11,71}{10 \cdot 7,211} + 0,0822 = 0,2414;$$

$$W=0,41798-0,2414=0,17658 \frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}.$$

5. Рассчитаем количество раствора метанола, который необходим для насыщения жидкой фазы:

$$g_{\text{ж}} = \frac{W \cdot X_2}{X_1 - X_2}; \quad (3.29)$$

$$g_{\text{ж}} = \frac{0,17658 \cdot 0,1139}{0,85 - 0,1139} = 0,02734 \frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}$$

6. Находим количество метанола, которое необходимо для насыщения газовой фазы при температуре T_2 и давлении P_2 :

$$g_{\text{г}}=0,1 \cdot a \cdot X_2, \quad (3.30)$$

где a – отношение содержания ингибитора, необходимого для насыщения газовой фазы, к концентрации метанола в отработанном водном растворе. Значение в зависимости от температуры и давления для метанола определим по графику А.5 приложения А.

Принимаем значение $a = 0,030 \frac{\text{кг}/100\text{м}^3}{\% \text{ масс.}}$

$$g_r = 0,1 \cdot 0,03 \cdot 0,1139 = 0,000342 \frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}$$

Рассчитываем количество раствора метанола, который растворился в конденсате по формуле:

$$q_k = \frac{G_k \cdot K}{100} \cdot \exp(0,0489 \cdot t + \ln(0,000143 \cdot X_2 + 0,00486 \cdot X_2)), \quad (3.31)$$

где G_k – масса конденсата, содержащегося в 1000 м^3 газ;

K – коэффициент, зависящий от молекулярной массы конденсата,

$$K = 0,000143 \cdot M_k^2 - 0,0414 \cdot M_k + 3,174, \quad (3.32)$$

где M_k – молекулярная масса конденсата, $M_k = 71 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$

$$K = 0,000143 \cdot 71^2 - 0,0414 \cdot 71 + 3,174 = 0,9555$$

$$q_k = \frac{110 \cdot 0,9555}{100} \cdot \exp(0,0489 \cdot 23 + \ln(0,000143 \cdot 0,1139 + 0,00486 \cdot 0,1139)) = 0,001845 \frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}$$

Итого определяем общий расход метанола:

$$G = g_{\text{ж}} + g_r + g_k. \quad (3.33)$$

$$G = 0,02734 + 0,00342 + 0,001845 = 0,02952 \frac{\text{кг}}{\text{тыс.м}^3}.$$

Вывод: в ходе расчета расхода ингибитора было определено, что для заданных условий работы шлейфа потребность в метаноле составляет $29,52 \text{ г}/1000 \text{ м}^3$, а проектом предусмотрено $41 \text{ г}/1000 \text{ м}^3$.

3.5. Технологический расчёт абсорбера УКПГ-1В на разных стадиях разработки до перехода на одnoreагентную систему

Первоначально на УКПГ-1В было запланировано использовать в качестве абсорбента диэтиленгликоль (ДЭГ), но его высокая стоимость (52000 руб. за тонну), сложность и экономическая неэффективность процесса регенерации для повторного использования, predeterminedелили в 1997 году переход УКПГ-1В на одnoreагентную систему подготовки пластового газа – абсорбцию ДЭГом заменили на отдувку ВМР, метанол стал использоваться как в качестве абсорбента в аппарате А-1р, так и в качестве ингибитора гидратообразования, что позволило упростить систему регенерации реагентов на УКПГ.

Произведём расчёт абсорбера сначала при условии использования в качестве абсорбента диэтиленгликоля (ДЭГ), затем при условии использования в качестве абсорбента водометанольного раствора (ВМР). Сравним основные показатели работы аппарата при разных абсорбентах. Исходные данные для расчёта приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Исходные данные для расчёта

Наименование показателя, обозначение, единица физической величины	Значение
1	2
Производительность по газу Q_r , м ³ /ч (млн. м ³ /сут.) при условии: $P=0,1013$ МПа; $t=0$ °С	416666,7 ($10 \cdot 10^6$)
Давление рабочее P_p , МПа	8,5
Температура рабочая t , °С	20
Точка росы осушенного газа при $t=20$ °С: t_p , °С	-20
Точка росы осушенного газа при $t=40$ °С: t_p , °С	-10
Плотность газа ρ_r , кг/м ³	67,63
Плотность метанола ρ_m , кг/м ³	792
Плотность ДЭГ $\rho_{дэг}$, кг/м ³	1110
Поверхностное натяжение воды $\sigma_{ж}$, Н/м	0,071
Поверхностное натяжение метанола σ_m , Н/м	0,023
Поверхностное натяжение ДЭГ $\sigma_{дэг}$, Н/м	0,046
Количество жидкости, поступающей с газом $Q_{ж}$, м ³ /ч	4,6

Продолжение таблицы 3.5

1	2
Массовая доля регенерированного метанола $X_{1М}$, %	95
Массовая доля насыщенного метанола $X_{2М}$, %	75
Массовая доля регенерированного ДЭГ $X_{1Д}$, %	99,5
Массовая доля насыщенного ДЭГ $X_{2Д}$, %	97

Определение числа теоретических тарелок

Для расчёта числа теоретических тарелок аппарата строим равновесную линию водяного пара и раствора ДЭГ и рабочую линию абсорбции.

Построение равновесной и рабочей линии для температуры контакта $t = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$.
Равновесную линию строим по данным таблицы 3.6.

Таблица 3.6 – Влагосодержание ДЭГ и газа

Влагосодержание ДЭГ, %	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	5,0
Точка росы, $^{\circ}\text{C}$	-17	-10	-5	0	3	6	11
Влагосодержание газа, $\text{г}/\text{м}^3$	0,031	0,050	0,072	0,099	0,121	0,145	0,197

На рисунке 3.2 рабочая линия - АВ. Точка А соответствует конечной точке осушки газа. Концентрация ДЭГ в точке А – 99,5 % вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 0,5 % вес.

Точка В соответствует начальной точке осушки. Концентрация ДЭГ в точке В – 97 % вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 3 % вес.

В точке А влагосодержание газа равно $0,05\text{ г}/\text{м}^3$, что соответствует точке росы минус $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. В точке В влагосодержание газа равно $0,88\text{ г}/\text{м}^3$, что соответствует температуре 40°C .

Построением ломанной ступенчатой линии между равновесной и рабочей линиями получаем теоретическое число ступеней контакта равным 1,9.

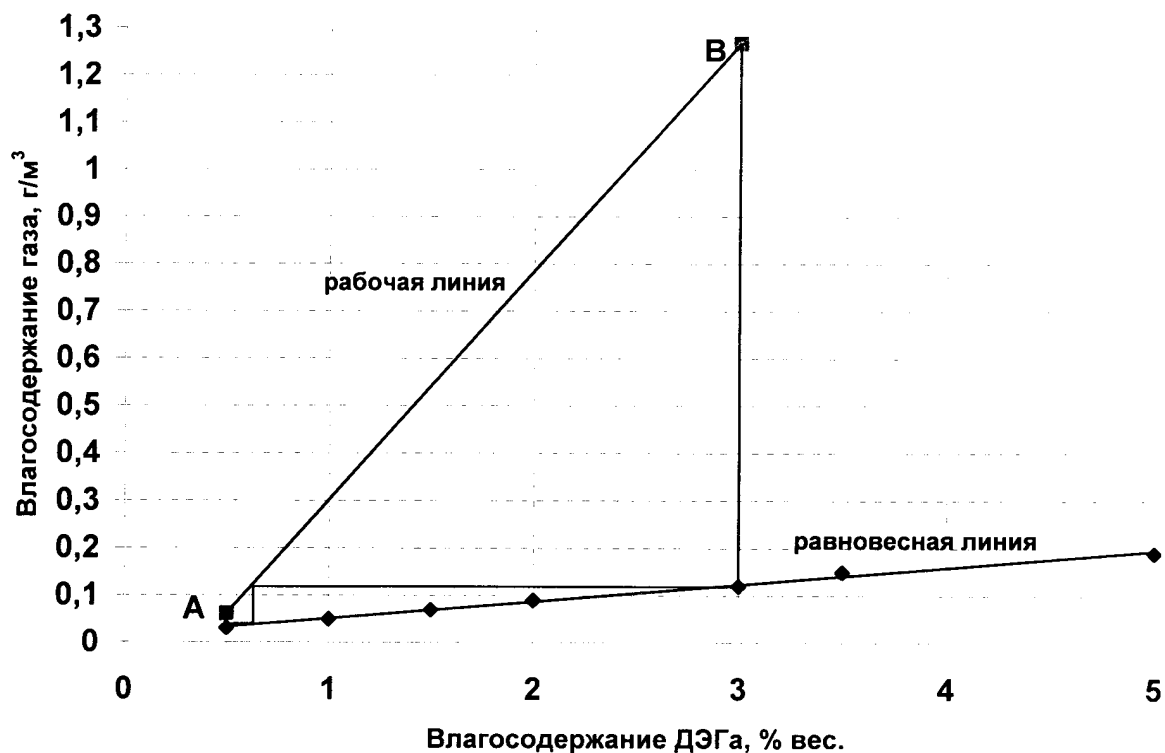
КПД контактно-сепарационных тарелок принимаем 0,45. Число рабочих тарелок:

$$n_T = \frac{n'_m}{\eta}, \text{ шт.} \quad (3.34)$$

где n'_m - число теоретических тарелок, шт;

η - КПД сепарационных тарелок;

$$n_T = \frac{1,9}{0,45} = 4,22 \text{ шт.}$$



1 – рабочая линия; 2 – равновесная линия

Рисунок 3.2 – Построение равновесной и рабочей линий при $t = 40 \text{ }^\circ\text{C}$

Построение равновесной и рабочей линии для температуры контакта $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Равновесную линию строим по данным таблицы 3.7.

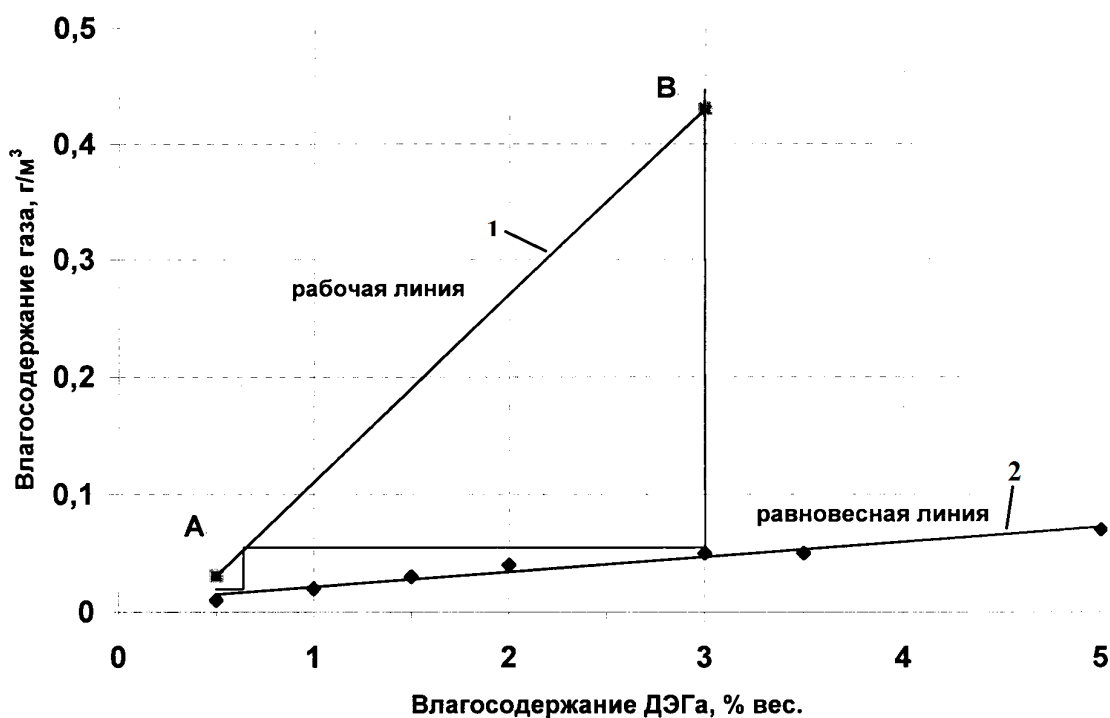
Таблица 3.7 – Влагосодержание ДЭГ и газа

Влагосодержание ДЭГ, %	0,5	1,0	1,5	2,0	3,0	3,5	5,0
Точка росы, $^\circ\text{C}$	-29	-22	-18	-14	-11	-9	-6
Влагосодержание газа, г/м^3	0,013	0,022	0,029	0,039	0,047	0,054	0,067

На рисунке 3.3 рабочая линия - АВ. Точка А соответствует конечной точке осушки газа. Концентрация ДЭГ в точке А – 99,5 % вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 0,5 % вес.

Точка В соответствует начальной точке осушки. Концентрация ДЭГ в точке В – 97 % вес., т.е. влагосодержание ДЭГ – 3 % вес.

В точке А влагосодержание газа равно 0,025 г/м³, что соответствует точке росы минус 20 °С. В точке В влагосодержание газа равно 0,31 г/м³, что соответствует температуре 20°С.



1 – рабочая линия; 2 – равновесная линия

Рисунок 3.3 – Построение равновесной и рабочей линий при $t = 20\text{ °С}$

Построением ломанной ступенчатой линии между равновесной и рабочей линиями получаем теоретическое число ступеней контакта равным 1,9.

КПД контактно-сепарационных тарелок принимаем 0,45. Число рабочих тарелок:

$$n_T = \frac{1,9}{0,45} = 4,22 \text{ шт.}$$

Для абсорбера примем число рабочих тарелок 5 шт.

Расчёт количества ДЭГ

Расчёт количества регенерированного ДЭГ проведён для следующих параметров газа:

- температура контакта $t = 20$ °С, точка росы минус 20 °С, давление – $8,5$ МПа.
Влагосодержание газа при $t = 20$ °С W_1 , г/м³:

Значения А и В определяются из таблицы А.2 приложения А.

$$W_1 = \frac{A_1}{P \cdot 10} + B_1, \quad (3.35)$$

где А, В – коэффициенты влагосодержания.

$$W_1 = \frac{17,87}{8,5 \cdot 10} + 0,112 = 0,322 \text{ г/м}^3.$$

Влагосодержание газа при $t =$ минус 20 °С:

$$W_2 = \frac{A_2}{P \cdot 10} + B_2, \quad (3.36)$$

$$W_2 = \frac{0,96}{8,5 \cdot 10} + 0,0134 = 0,0247 \text{ г/м}^3.$$

Количество влаги, поглощаемое при осушке G_B , кг/ч:

$$G_B = \frac{1,1 \cdot Q_G \cdot (W_1 - W_2)}{24 \cdot 10^3}, \quad (4.4)$$

$$G_B = \frac{1,1 \cdot 10 \cdot 10^6 \cdot (0,322 - 0,0247)}{24 \cdot 10^3} = 136,26 \text{ кг/ч.}$$

Необходимое количество метанола $Q_{РДЭГ}$, м³/ч:

$$Q_{РДЭГ} = \frac{G_B \cdot X_2}{(X_1 - X_2) \cdot \rho_{ж}}, \quad (3.37)$$

$$Q_{РДЭГ} = \frac{136,26 \cdot 97}{2,5 \cdot 1110} = 4,763 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

При температуре осушаемого газа 20 °С для достижения точки росы минус 20 °С при $P = 8,5$ МПа необходимо $4,763$ м³/ч регенерированного ДЭГ.

Расчёт массообменной секции

Диаметр аппарата: принято $D = 1,8$ м.

Количество контактно-сепарационных элементов, размещённых на тарелке: принято (конструктивно) $n_{к-с} = 159$ шт.

Внутренний диаметр элемента: принято $d_{к-с} = 0,06$ м.

Площадьсечения элемента $F_{к-с}$, м²:

$$F_{к-с} = 0,785 \cdot d_{к-с}^2, \quad (3.38)$$

$$F_{k-c} = 0,785 \cdot 0,06^2 = 0,00283 \text{ м}^2.$$

Фактор скорости в контактных элементах:

- номинальный – $\Phi_{\text{НОМ}} = 24,3$;
- максимальный – $\Phi_{\text{МАХ}} = 24,3 \cdot 1,1 = 26,7$;
- минимальный – $\Phi_{\text{МИН}} = 12$.

Скорость газа в контактных элементах $W_{\text{НОМ}}$, м/с:

$$W_{\text{НОМ}} = \frac{\Phi_{\text{НОМ}}}{\rho_z^{0,5}}, \quad (3.39)$$

$$W_{\text{НОМ}} = \frac{24,3}{67,63^{0,5}} = 2,95 \text{ м/с},$$

$$W_{\text{МАХ}} = \frac{26,7}{67,63^{0,5}} = 3,247 \text{ м/с},$$

$$W_{\text{МИН}} = \frac{12}{67,63^{0,5}} = 1,459 \text{ м/с}.$$

Максимальная объёмная производительность секции $Q_{\text{МАХ}}$, м³/сут:

$$Q_{\text{МАХ}} = W_{\text{МАХ}} \cdot n_{k-c} \cdot F_{r-c} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (3.40)$$

$$Q_{\text{МАХ}} = 3,247 \cdot 159 \cdot 0,00283 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 10917310,6 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Минимальная объёмная производительность секции $Q_{\text{МИН}}$, м³/сут:

$$Q_{\text{МИН}} = W_{\text{МИН}} \cdot n_{k-c} \cdot F_{r-c} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (3.41)$$

$$Q_{\text{МИН}} = 1,459 \cdot 159 \cdot 0,00283 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 4905560,9 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Объём газа приведён к условиям: $P = 0,1013$ МПа и $t = 0$ °С.

Расчёт выходной сепарационной секции

Критическая скорость газа в сепарационном элементе $W_{\text{КР}}$, м/с:

$$W_{\text{КР}} = T_s \cdot C_c \cdot \sqrt[4]{\frac{g \cdot \sigma_{\text{ДЭГ}}}{\rho_{\Gamma}}}, \quad (3.42)$$

где T_S – коэффициент структурных изменений газожидкостного потока; $T_S=12$;

C_c – коэффициент увеличения скорости;

$$C_c = \left(\frac{y'}{y_{\text{Э}}} \right)^{0,14}, \quad (3.43)$$

где $Y' = 0,4 \dots 0,6$;

$y_{\text{Э}}$ – эффективная величина уноса.

$$y_{\text{Э}} = f \left(10 \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma}{\rho_{\Gamma}}} \right) = 0,07, \quad (3.44)$$

$$C = \left(\frac{0,5}{0,07} \right)^{0,14} = 1,32.$$

Поверхностное натяжение рДЭГ при рабочем давлении $\sigma_{\text{ДЭГ}}$, Н/м:

$$\sigma_{\text{ДЭГ}} = \left[(\sigma_{\text{ДЭГ}}^0 + 1) - (P \cdot 10)^{0,65} \right] \cdot 10^{-3}, \quad (3.45)$$

$$\sigma_{\text{ДЭГ}} = \left[(46 + 1) - (8,5 \cdot 10)^{0,65} \right] \cdot 10^{-3} = 0,029 \text{ Н/м.}$$

$$W_{\text{кр}} = 12 \cdot 1,32 \cdot \sqrt[4]{\frac{9,81 \cdot 0,029}{67,63}} = 4,034 \text{ м/с.}$$

Количество элементов на тарелке принято $n_c = 8$ шт.

Максимальная производительность выходной сепарационной секции Q''_{max} , м³/сут:

$$Q''_{\text{max}} = W_{\text{кр}} \cdot n_c \cdot f_c \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (3.46)$$

$$Q''_{\text{max}} = 4,034 \cdot 8 \cdot 0,0481 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 11599006,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Гидравлическое сопротивление сепарационной тарелки $\Delta P_{\text{ВЫХ}}$, МПа:

$$\Delta P_{\text{ВЫХ}} = \zeta_1 \cdot \frac{W_{\text{Д,ВЫХ}}^2 \cdot \rho_{\Gamma}}{2 \cdot g}, \quad (3.47)$$

где ζ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления выходной сепарационной секции; $\zeta = 9$;

$W_{\text{Д,ВЫХ}}$ - скорость на выходе с насадки, м/с;

$$W_{ДВЫХ} = 1,1 \cdot \frac{q_{сек}}{f_c \cdot n_c}, \quad (3.48)$$

где $q_{сек}$ - объемная секундная производительность, м³/с;

$$q_{сек} = 1,1 \cdot Q_{ном} \cdot \frac{T \cdot Z \cdot P_0}{86400 \cdot T_0 \cdot Z_0 \cdot P}, \quad (3.49)$$

$$q_{сек} = 1,1 \cdot 10 \cdot 10^6 \cdot \frac{293 \cdot 0,904 \cdot 0,1013}{86400 \cdot 273 \cdot 0,997 \cdot 8,5} = 1,477 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$W_{ДВЫХ} = 1,1 \cdot \frac{1,477}{0,0481 \cdot 8} = 4,22 \text{ м/с};$$

$$\Delta P_{ВЫХ} = 9 \cdot \frac{4,22^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 552,5 \text{ мм вод.ст.} = 0,005418 \text{ МПа}.$$

Расчёт входной сепарационной секции (вертикальная кольцевая сетчатая насадка)

Скорость набегания газа на вертикальную кольцевую сетку $W_{кр}$, м/с:

$$W_{кр} = A \cdot C_f \cdot C_e \cdot K \cdot [(g \cdot \sigma_{ж} \cdot (\rho_{ж} - \rho_{г})) / \rho_{г}^2]^{1/4}, \quad (3.50)$$

где A - коэффициент увеличения скорости для вертикальной кольцевой насадки;

$A = 1,5$;

C_f - коэффициент, учитывающий сжатость объёма;

$$C_f = f\left(\frac{h'}{b'}\right), \quad (3.51)$$

где h' - расстояние от сетки до ограничивающей поверхности, м; $h' = 0,1$ м;

b' - высота насадки, м; $b' = 0,75$ м;

$C_f = 0,85$.

C_e - коэффициент, учитывающий влияние начального содержания жидкости:

$$C_e = \frac{1,75}{e_0^{0,107}}, \quad (3.52)$$

где e_0 - начальное содержание жидкости, см³/м³;

$$e_0 = \frac{24 \cdot Q_{ж} \cdot 10^6}{1,1 \cdot 10 \cdot 10^6}, \quad (3.53)$$

$$e_0 = \frac{24 \cdot 4,6 \cdot 10^6}{1,1 \cdot 10 \cdot 10^6} = 10,04 \text{ см}^3/\text{м}^3;$$

$$C_e = \frac{1,75}{10,04^{0,107}} = 1,367.$$

к - коэффициент устойчивости режимов течения от давления; $k = 0,51$.

$$W_{кр} = 1,5 \cdot 0,85 \cdot 1,367 \cdot 0,51 \cdot [9,81 \cdot 0,029 \cdot (1110 - 67,63) / 67,63^2]^{1/4} = 0,449 \text{ м/с.}$$

Расчётная площадь вертикальной кольцевой насадки $F_{кв}^1$, м^2 :

$$F_{кв}^1 = \frac{q_{сек}}{W_{кр}}, \quad (3.54)$$

$$F_{кв}^1 = \frac{1,477}{0,793} = 1,863 \text{ м}^2.$$

Расчётная высота насадки b_p , м:

$$b_p = \frac{F_{кв}^1}{\pi \cdot D_{ср}}, \quad (3.55)$$

где $D_{ср}$ – средний диаметр насадки, м; $D_{ср} = 1,36$ м;

$$b_p = \frac{1,863}{3,14 \cdot 1,36} = 0,436 \text{ м.}$$

Необходимое условие:

$$b_p < b;$$

$$0,436 < 0,75.$$

Действительная поверхность набегания кольцевой вертикальной насадки $F_{к.в.}$:

$$F_{к.в.} = \pi \cdot D_{ср} \cdot b', \quad (3.56)$$

$$F_{к.в.} = 3,14 \cdot 1,36 \cdot 0,75 = 3,2 \text{ м}^2.$$

Максимальная пропускная способность секции Q'_{\max} , $\text{м}^3/\text{сут}$:

$$Q'_{\max} = W_{кр} \cdot F_{кв} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (3.57)$$

$$Q'_{\max} = 0,449 \cdot 3,2 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 10725096 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Расчет фильтр-патронов выходной секции

Количество фильтрующих патронов: принято $n_{\phi} = 111$ шт.

Свободное сечение между фильтрующими патронами $F_{св}$, м^2 :

$$F_{св} = 0,785 \cdot (D^2 - n_{\phi} \cdot d^2), \quad (3.58)$$

где d_{ϕ} – наружный диаметр фильтрующего патрона, м; $d_{\phi} = 0,105$ м;

$$F_{св} = 0,785 \cdot (1,8^2 - 111 \cdot 0,105^2) = 1,583 \text{ м}^2.$$

Скорость в свободном сечении аппарата на верхнем срезе фильтрующих патронов

W_{ce} , м/с:

$$W_{cd} = \frac{q_{сек}}{F_{ce}}, \quad (3.59)$$

$$W_{ce} = 1,1 \cdot \frac{1,477}{1,583} = 1,026 \text{ м/с.}$$

Коэффициент K_{ce} :

$$K_{ce} = W_{ce} \cdot \frac{(\rho_{\Gamma})^{1/2}}{[g \cdot \sigma_{дэг} \cdot (\rho_{дэг} - \rho_{\Gamma})]^{1/4}}, \quad (3.60)$$

$$K_{ce} = 1,026 \cdot \frac{(67,63)^{1/2}}{[9,81 \cdot 0,029 \cdot (1110 - 67,63)]^{1/4}} = 5,22.$$

Коэффициент K'_{ce} :

$$K'_{ce} = \frac{K_{ce}}{K_{ce,б}}, \quad (3.61)$$

где $K_{ce,б} = f(P) = 1,94$;

$$K'_{ce} = \frac{5,22}{1,94} = 2,7.$$

Коэффициент: $K'_{\phi} = f(K'_{ce}) = 1,04$.

Коэффициент: $K_{\phi,б} = f(P) = 0,0735$.

Коэффициент K_{ϕ} :

$$K_{\phi} = K'_{\phi} \cdot K_{\phi,б}, \quad (3.62)$$

$$K_{\phi} = 1,04 \cdot 0,0735 = 0,07644.$$

Скорость фильтрации W_{ϕ} , м/с:

$$W_{\phi} = K_{\phi} \cdot \left[\frac{g \cdot \sigma_{дэг} (\rho_{дэг} - \rho_{\Gamma})}{\rho_{\Gamma}^2} \right]^{1/4}, \quad (3.63)$$

$$W_{\phi} = 0,07644 \cdot \left[\frac{9,81 \cdot 0,029 \cdot (1110 - 67,63)}{67,63^2} \right]^{1/4} = 0,0386 \text{ м/с.}$$

Максимальная пропускная способность фильтрующей секции Q''_{\max} , м³/сут:

$$Q_{\max} = W_{\phi} \cdot F_{\phi} \cdot 86400 \cdot \frac{T_0 \cdot P_p}{T_p \cdot P_0 \cdot z}, \quad (3.64)$$

где F_{ϕ} – действительная площадь фильтрации, м²;

$$F_{\phi} = n_{\phi} \cdot f_{\phi}, \quad (3.65)$$

где f_{ϕ} – площадь набегания на фильтрующий патрон, м²;

$$f_{\phi} = \pi \cdot d_{\phi} \cdot l_{\phi}, \quad (3.66)$$

где l_{ϕ} – длина фильтрующих патронов, м; $l_{\phi} = 1,05$ м;

$$f_{\phi} = 3,14 \cdot 0,105 \cdot 1,05 = 0,35 \text{ м}^2;$$

$$F_{\phi} = 111 \cdot 0,35 = 38,85 \text{ м}^2;$$

$$Q''_{\max} = 0,0386 \cdot 38,85 \cdot 86400 \cdot \frac{273 \cdot 8,5}{293 \cdot 0,1013 \cdot 0,904} = 11205420,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Гидравлическое сопротивление коагулирующего фильтра ΔP_{ϕ} , МПа:

$$\Delta P_{\phi} = \xi_{\phi} \cdot W_{\phi}^2 \cdot \frac{\rho_{\text{г}}}{2 \cdot g}, \quad (3.67)$$

где ξ_{ϕ} – коэффициент сопротивления фильтра; $\xi_{\phi} = 20$;

W_{ϕ}^1 – действительная скорость газа в коагулирующем фильтре, м/с;

$$W_{\phi}^1 = 1,1 \cdot \frac{Q_{\text{сек}}}{F_{\text{кф}} \cdot n_{\phi}}, \quad (3.68)$$

где $F_{\text{к.ф}}$ – площадь поперечного сечения коагулирующего элемента по внутреннему диаметру, м;

$$F_{\text{к.ф}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн.ф}}^2, \quad (3.69)$$

где $d_{\text{вн.ф}}$ – внутренний диаметр коагулирующего элемента, м; $d_{\text{вн.ф}} = 0,07$ м;

$$F_{\text{к.ф}} = 0,785 \cdot 0,07^2 = 0,00385 \text{ м}^2.$$

$$W_{\phi}^1 = 1,1 \cdot \frac{1,447}{0,00385 \cdot 111} = 3,724 \text{ м/с.}$$

$$\Delta P_{\text{ВЫХ}} = 20 \cdot \frac{3,724^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 956,37 \text{ мм вод. ст.} = 0,009378 \text{ МПа.}$$

Расчёт глухой тарелки

Диаметр эллиптического днища: принято $D_{\text{гл}} = 1,4$ м.

Площадь сечения колонны $F_{\text{к}}$, м²:

$$F_{\text{к}} = 0,785 \cdot D^2, \quad (3.70)$$

$$F_{\text{к}} = 0,785 \cdot 1,8^2 = 2,54 \text{ м}^2.$$

Площадь для прохода газа $F_{\text{г}}$, м²:

$$F_{\text{г}} = F_{\text{к}} - 0,785 \cdot D_{\text{гл}}^2, \quad (3.71)$$

$$F_{\text{г}} = 2,54 - 0,785 \cdot 1,4^2 = 1,0 \text{ м}^2$$

Скорость газа в сечении $W_{зл}^z$, м/с:

$$W_{зл}^z = 1,1 \cdot \frac{q_{сек}}{F_{Г}}, \quad (3.72)$$

$$W_{зл}^z = 1,1 \cdot \frac{1,447}{1,0014} = 1,589 \text{ м/с.}$$

Действительное время пребывания жидкости на глухой тарелке τ , мин:

$$\tau = \frac{H_{НОМ}}{W_{жс} \cdot 60}, \quad (3.73)$$

где $H_{НОМ}$ – регулируемый уровень жидкости на тарелке, м; $H_{НОМ}=0,4$ м;

$W_{жс}$ - скорость движения жидкости в эллиптическом днище, м/с;

$$W_{жс} = \frac{Q_{ДЭГ}}{86400 \cdot 0,785 \cdot D_{зл}^2}, \quad (3.74)$$

$$W_{жс} = \frac{4,763 \cdot 24}{86400 \cdot 0,785 \cdot 1,4^2} = 0,00086 \text{ м/с;}$$

$$\tau = \frac{0,4}{0,00086 \cdot 60} = 7,75 \text{ мин.}$$

Допустимое время пребывания жидкости на глухой тарелке $[\tau]$, мин:

$$[\tau]=3; \quad \tau > [\tau]; \quad 7,75 > 3.$$

Проверка переливного устройства

Действительная величина стрелки слива: принято $h_{сл}=0,125$ м.

Действительная величина стрелки приёмного кармана: $h_{пр}=0,185$ м.

Расстояние между сливной и приёмной планками в сливном устройстве $u_{п}$, м:

$$u_{п} = h_{пр} - h_{сл}, \quad (3.75)$$

$$u_{п} = 0,185 - 0,125 = 0,06 \text{ м.}$$

$$u > 0,04; \quad 0,06 > 0,04.$$

Расчёт гидравлического сопротивления контактных тарелок

Перепад давления на тарелке $\Delta P_{сyx}$, МПа:

$$\Delta P = \Delta P_{сyx} = \xi_{к} \cdot W_{\max}^2 \cdot \frac{\rho_{г}}{2 \cdot g}, \quad (3.76)$$

где $\xi_{к}$ - коэффициент сопротивления контактной тарелки; $\xi_{к}=8$;

$$\Delta P = \Delta P_{сyx} = 8 \cdot \frac{3,247^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 290,733 \text{ мм вод. ст.} = 0,002851 \text{ МПа.}$$

Действительная скорость газа в контактно-сепарационных элементах $W_{к-с}$, м/с:

$$W_{к-с} = 1,1 \cdot \frac{q_{сек}}{F_{к-с} \cdot n_{к-с}}, \quad (3.77)$$

$$W_{к-с} = 1,1 \cdot \frac{1,447}{0,00283 \cdot 159} = 3,537 \text{ м/с.}$$

Высота регулируемой сливной планки:

- максимальная: $h_{н.маx}=0,08 \text{ м} = 80 \text{ мм},$

- минимальная: $h_{н.мин}=0,05 \text{ м} = 50 \text{ мм}.$

Подпор жидкости над сливной планкой Δh , мм:

$$\Delta h = 3,1 \cdot L_v^{2/3}, \tag{3.78}$$

где L_y - максимальная нагрузка на единицу длины слива, $\text{м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч});$

$$L_y = \frac{Q_{дэГ}}{d_1}, \tag{3.79}$$

где d_1 – действительная длина хорды, м; $d_1=0,91 \text{ м};$

$$L_y = \frac{4,763}{0,91} = 5,23 \text{ м}^3/(\text{м} \cdot \text{ч});$$

$$\Delta h = 3,1 \cdot 5,23^{2/3} = 9,345 \text{ мм}.$$

Необходимое условие:

$$\Delta h < H_1 - h_{н.маx};$$

$$9,345 < 160 - 80.$$

Высота части элемента, находящейся над тарелкой: принято $H_1=160 \text{ мм}.$

Высота слоя светлой жидкости на тарелке $H_{ж}$, мм:

$$H_{ж} = h_{н.мин} + \Delta h, \tag{3.80}$$

$$H_{ж} = 50 + 11 = 0,061 \text{ м} = 61 \text{ мм}.$$

Проверка расстояния между контактными тарелками

Высота слоя светлой жидкости в переливе $h_{ж}$, мм:

$$h_{ж} = h_{н.мин} + \Delta h + \left(\frac{\Delta P}{\rho_{ж}^1} \right) + \left(\frac{\Delta P_{жп}}{\rho_{ж}^1} \right), \tag{3.81}$$

где $\Delta P_{ж.п}$ - сопротивление жидкости в переливе, МПа:

$$\Delta P_{ж.п} = K_4 \cdot \left[\frac{L_y}{3600 \cdot Y} \right]^2, \tag{3.82}$$

где $K_4=250;$

$$\Delta P_{ж.п} = 250 \cdot \left[\frac{9,345}{3600 \cdot 0,06} \right]^2 = 0,468 \text{ мм вод ст.} = 0,000000458 \text{ МПа};$$

$$h_{ж} = 50 + 11 + \left(\frac{290,733}{1,12} \right) + \left(\frac{0,468}{1,12} \right) = 321 \text{ мм} = 0,321 \text{ м}.$$

Высота вспененной жидкости в переливе $h_{нв}$, мм:

$$h_{нв} = \frac{h_{жс}}{\rho_n^1}, \quad (3.83)$$

где ρ_n^1 – плотность вспененной жидкости, кг/м³; $\rho_n^1 = 0,55$ кг/м³;

$$h_{нв} = \frac{321}{0,55} = 583,6 \text{ мм} = 0,5836 \text{ м.}$$

Условие нормальной работы переливного устройства:

$$h_{н.в} < H_T + h_{н.мин};$$

$$583,6 < 700 + 50.$$

Расстояние между тарелками: принято $H_T = 0,7 \text{ м} = 700 \text{ мм}$.

Проверка высоты кубовой части аппарата

Скорость движения жидкости $W_{жс}^1$, м/с:

$$W_{жс}^1 = \frac{Q_{жс}}{3600 \cdot 0,785 \cdot D^2}, \quad (3.84)$$

$$W_{жс}^1 = \frac{4,6}{86400 \cdot 0,785 \cdot 1,8^2} = 0,0005 \text{ м/с.}$$

Высота слоя жидкости: $h = 0,3 \text{ м}$.

Время пребывания жидкости в кубовой части аппарата τ' , мин:

$$\tau' = \frac{h}{W^1 \cdot 60}, \quad (3.85)$$

$$\tau' = \frac{0,3}{0,0005 \cdot 60} = 10 \text{ мин.}$$

Допустимое время пребывания жидкости в кубовой части аппарата:

$$[\tau] = 180 \text{ с} = 3 \text{ мин.}$$

Необходимое условие:

$$\tau > [\tau];$$

$$10 > 3.$$

Общее гидравлическое сопротивление аппарата

Гидравлическое сопротивление контактных тарелок ΔP_k , МПа:

$$\Delta P_k = n_T \cdot \Delta P, \quad (3.86)$$

$$\Delta P_k = 5 \cdot 290,733 = 1453,665 \text{ мм вод ст.} = 0,01426 \text{ МПа.}$$

Гидравлическое сопротивление глухой тарелки ΔP_{zt} , МПа:

$$\Delta P_{zл} = \xi_{zл} \cdot W_z^{2л2} \cdot \frac{\rho_z}{2 \cdot g}, \quad (3.87)$$

где $\xi_{гг}$ - коэффициент гидравлического сопротивления глухой тарелки; $\xi_{гг}=0,5$;

$$\Delta P_{zл} = 0,5 \cdot \frac{1,589^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 4,352 \text{ мм вод. ст.} = 0,0000427 \text{ МПа.}$$

Гидравлическое сопротивление вертикальной концевой насадки $\Delta P_{кв}$, МПа:

$$\Delta P_{кв} = \xi_{кв} \cdot W_{кв}^2 \cdot \frac{\rho_z}{2 \cdot g}, \quad (3.88)$$

где $\xi_{к.в}$ - коэффициент гидравлического сопротивления вертикальной кольцевой насадки; $\xi_{к.в}=50$;

$W_{к.в}$ - действительная скорость газа в вертикальной кольцевой насадке, м/с;

$$W_{кв} = 1,1 \cdot \frac{q_{сек}}{F_{кв}}, \quad (3.89)$$

где $F_{к.в}$ - площадь поперечного сечения вертикальной концевой насадки по внутреннему диаметру, м²; $F_{к.в} = 3,2$ м²;

$$W_{кв} = 1,1 \cdot \frac{1,447}{3,2} = 0,497 \text{ м/с};$$

$$\Delta P_{кв} = 50 \cdot \frac{0,497^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 42,64 \text{ мм вод. ст.} = 0,000418 \text{ МПа.}$$

Гидравлическое сопротивление в штуцерах $\Delta P_{шт}$, МПа:

$$\Delta P_{шт} = \xi_{шт} \cdot W_{шт}^2 \cdot \frac{\rho_z}{2 \cdot g}, \quad (4.58)$$

где $\xi_{шт}$ - коэффициент гидравлического сопротивления в штуцерах;

$$\xi_{шт} = \xi_{вх} + \xi_{вых}, \quad (3.90)$$

$$\xi_{шт} = 1 + 0,5 = 1,5;$$

$W_{шт}$ - скорость газа в штуцерах входа и выхода, м/с;

$$W_{шт} = 1,1 \cdot \frac{q_{сек}}{0,785 \cdot d_{шт}^2}, \quad (3.91)$$

где $d_{шт}$ - диаметр штуцеров входа и выхода газа, м; $d_{шт} = 0,4$ м;

$$W_{шт} = 1,1 \cdot \frac{1,447}{0,785 \cdot 0,4^2} = 12,67 \text{ м/с},$$

$$\Delta P_{шт} = 1,5 \cdot \frac{12,67^2 \cdot 67,63}{2 \cdot 9,81} = 830,37 \text{ мм вод. ст.} = 0,00814 \text{ МПа.}$$

Полное гидравлическое сопротивление аппарата ΔP_a , МПа:

$$\Delta P_a = \alpha \cdot (\Delta P_k + \Delta P_{вых} + \Delta P_f + \Delta P_{гг} + \Delta P_{к.в} + \Delta P_{шт}), \quad (3.92)$$

где α - коэффициент неучтённых потерь; $\alpha=1,1$;

$$\Delta P_a = 1,1 \cdot (1453,665 + 552,5 + 802,215 + 4,352 + 42,64 + 830,37) = 3934,966 \text{ мм}$$

вод ст. = 0,3858 МПа.

Расчёт сливной трубы с выходной сепарационной тарелки и гидрозатвора

Количество жидкости, стекающей с верхней сепарационной тарелки $q_{ж}$, м³/с:

$$q_{ж} = Q_{дЭГ} \cdot \frac{20}{(3600 \cdot 100)}, \quad (3.93)$$

$$q_{ж} = 4,763 \cdot \frac{20}{(3600 \cdot 100)} = 0,000265 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Необходимая площадь сливной трубы $F_{сл}$, м²:

$$F_{сл} = \frac{q_{ж}}{[W_{ж}]}, \quad (3.94)$$

где $[W_{ж}]$ – допустимая скорость слива жидкости, м/с; $[W_{ж}] = 0,25$ м/с;

$$F_{сл} = \frac{0,000265}{0,25} = 0,00106 \text{ м}^2.$$

Диаметр сливной трубы $d_{сл}$, м:

$$d_{сл} = \left(\frac{F_{сл}}{0,785} \right)^{0,5}, \quad (3.95)$$

$$d_{сл} = \left(\frac{0,00106}{0,785} \right)^{0,5} = 0,037 \text{ м}.$$

Принята труба 76 × 4.

Столб жидкости в сливной трубе, необходимой для предотвращения проскока газа

$h_{эз}$, м:

$$h_{эз} = K_n \cdot \frac{\Delta P_{cen}}{\rho_{дЭГ}}, \quad (3.96)$$

где K_n – коэффициент пульсации; $K_n = 2$;

$$h_{эз} = 2 \cdot \frac{290,733}{1110} = 0,524 \text{ м}.$$

Необходимая высота сливного стакана $h_{ст}$, м:

$$h_{ст} = d_{сл}^2 \cdot \frac{h_{эз}}{d_{ст}^2 - d_{сл}^2}, \quad (3.97)$$

где $d_{ст}$ – диаметр приёмного стакана, м; $d_{ст} = 0,1$ м;

$$h_{ст} = 0,02^2 \cdot \frac{0,524}{0,1^2 - 0,02^2} = 0,0218 \text{ м}.$$

Необходимое условие нормальной работы:

$$H_{ст} - d_1 > h_{ст} \quad (3.98)$$

$$0,4 - 0,05 > 0,0218; \quad 0,35 > 0,0218.$$

Высота приёмного стакана: принято $H_{ст}=0,4$ м.

Недовод сливной трубы до дна приёмного стакана: принято $d_1=0,05$ м.

Основные показатели работы абсорбера приведены в таблице 3.8. Также в таблице представлены результаты расчета до поздней стадии разработки.

Таблица 3.8 – Основные показатели работы абсорбера

Показатель	P = 8,5 МПа, t = 20°C	P = 5,0 МПа, t = 20°C	P = 3,0 МПа t = 20°C
1	2	3	4
Количество регенерированного ДЭГ, м ³ /ч	4,763	6,998	10,616
Максимальная пропускная способность входной сепарационной секции, млн. м ³ /сут	10,725	6,080	3,549
Объёмная производительность массообменной секции, млн. м ³ /сут	10,917	6,183	3,609
Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, млн. м ³ /сут	11,599	6,589	3,835
Полное гидравлическое сопротивление аппарата, МПа	0,034	0,0453	0,0685

Вывод: анализируя работу абсорбера, можно сказать о стабильном режиме работы всего аппарата только на ранней стадии разработки. Об этом свидетельствует выполнение всех необходимых условий нормальной работы различных ступеней и секций абсорбера.

Анализ работы абсорбера на поздней стадии разработки показал, что при падении давления работа аппарата значительно ухудшается. Это связано с увеличением расхода ДЭГа с 4,763 м³/ч до 10,616 м³/ч, полного гидравлического сопротивления аппарата с 0,034 МПа до 0,0713 МПа, при том, что значение допустимого перепада давления равно 0,03 МПа.

3.6 Расчёт абсорбера после перехода на одnoreагентную систему

Поскольку при переходе на одnoreагентную систему существенных изменений в конструкции абсорбера не производилось, расчёт аппарата при условии использования в качестве абсорбента водометанольного раствора допустимо провести по методике, изложенной выше, по формулам (4.1) – (4.67).

При замене ДЭГ на ВМР изменятся и некоторые исходные данные, в частности, плотность абсорбента ($\rho_{\text{ДЭГ}}=1110 \text{ кг/м}^3, \rho_{\text{М}}=792 \text{ кг/м}^3$) и коэффициент поверхностного натяжения абсорбента ($\sigma_{\text{ДЭГ}}=0,046 \text{ Н/м}, \sigma_{\text{М}}=0,023 \text{ Н/м}$).

Результаты расчёта приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9– Результаты расчёта

Наименование величины, размерность	Значение
1	2
Расчёт количества регенерированного метанола	
Влагосодержание при 20 °С, г/м ³	0,322
Влагосодержание при минус 20 °С, г/м ³	0,0247
Количество влаги, поглощенной при осушке, кг/ч	136,26
Необходимое количество метанола, м ³ /ч	0,671
Расчёт массообменной секции	
Кол-во контактно-сепарационных элементов, шт	159
Площадь сечения элемента, м ²	0,002826
Номинальная скорость газа в контактных элементах, м/с	2,95
Максимальная скорость газа в контактных элементах, м/с	3,247
Минимальная скорость газа в контактных элементах, м/с	1,459
Максимальная объемная производительность секции, м ³ /сут	10917310,6
Минимальная объемная производительность секции, м ³ /сут	49055609
Расчёт выходной сепарационной секции	
Критическая скорость газа в элементе, м/с	2,72

Продолжение таблицы 3.9

1	2
Поверхностное натяжение регенерированного ВМР, Н/м	0,006
Количество элементов на тарелке, шт	12
Максимальная производительность выходной секции, м ³ /сут	11731270,4
Скорость газа на выходе, м/с	2,76
Объемная секундная производительность, м ³ /с	1,477
Гидравлическое сопротивление сепарационной тарелки, мм вод ст.	236,3
Расчет фильтр-патронов выходной секции	
Кол-во фильтр-патронов, шт	162
Свободное сечение между фильтр-патронами, м ²	1,141
Скорость в свободном сечении аппарата на верхнем срезе фильтр-патронов, м/с	1,395
Скорость фильтрации, м/с	0,024
Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, м ³ /сут	10168200
Действительная скорость газа в коагулирующем фильтре, м ³ /сут	2,552
Гидравлическое сопротивление коагулирующего фильтра, мм.вод.ст.	448,995
Расчёт входной сепарационной секции	
Начальное содержание жидкости, см ³ /м ³	10,04
Коэффициент, учитывающий влияние начального содержания жидкости	1,367
Скорость набегания газа на вертикальную кольцевую сетку, м/с	0,484
Расчётная площадь вертикальной кольцевой насадки, м ²	2,989
Расчётная высота насадки, м	0,7
условие выполняется	<0,75
Максимальная пропускной способности секции, м ³ /сут	11572978,8
Расчёт глухой тарелки	
Площадь сечения колонны, м ²	2,54
Площадь для прохода газа, м ²	1,0014
Скорость газа в сечении, м/с	1,589

Продолжение таблицы 3.9

1	2
Скорость движения жидкости в эллиптическом днище, м/с	0,00012
Действ-ное время пребывания жидкости на глухой тарелке, мин	55,55
условие выполняется	>3
Проверка переливного устройства	
Расстояние между сливной и приемной планками в сливном устройстве, м	0,06
условие выполняется	>0,04
Расчёт гидравлического сопротивления контактных тарелок	
Перепад давления на тарелке, мм вод ст.	290,733
Действительная скорость газа в контактно-сепарационных элементах, м/с	3,537
Максимальная нагрузка на единицу длины слива, м ³ /(м·ч)	0,737
Подпор жидкости над сливной планкой, мм	2,53
условие выполняется	<160-80
Высота слоя светлой жидкости на тарелке, мм	52,53
Проверка расстояния между контактными тарелками	
Сопротивление жидкости в переливе, мм вод ст.	0,0029
Высота слоя светлой жидкости в переливе, мм	312,1
Плотность вспененной жидкости, кг/м ³	0,55
Высота вспененной жидкости в переливе, мм	567,48
условие выполняется	<700+50
Расстояние между тарелками, мм	700
Проверка высоты кубовой части аппарата	
Скорость движения жидкости, м/с	0,0005
Высота слоя жидкости, м	0,3
Время пребывания жидкости в кубовой части, мин	10
условие выполняется	>3
Общее гидравлическое сопротивление аппарата	

Продолжение таблицы 3.9

1	2
Гидравлическое сопротивление контактных тарелок, мм вод ст.	1453,665
Гидравлическое сопротивление глухой тарелки, мм вод ст.	4,352
Действ-ная скорость газа в вертикальной кольцевой насадке, м/с	0,497
Гидравлическое сопротивление вертикальной концевой насадки, мм вод ст.	42,64
Скорость газа в штуцерах входа и выхода, м/с	12,67
Гидравлическое сопротивление в штуцерах, мм вод ст.	830,37
Полное гидравлическое сопротивление аппарата, мм вод ст.	3317,95
Расчёт сливной трубы с выходной сепарационной тарелки и гидрозатвора	
Количество жидкости, стекающей с верхней сепарационной тарелки, м ³ /с	0,0000037
Необходимая площадь сливной трубы, м ²	0,000015
Диаметр сливной трубы, м	0,004
Принята труба	76x4
Столб жидкости в сливной трубе, необходимый для предотвращения проскока газа, м	0,763
Необходимая высота сливного стакана, м	0,03
Необходимое условие нормальной работы сливного стакана, м	<0,35

Основные показатели работы абсорбера при использовании водометанольного раствора в качестве абсорбента приведены в таблице 3.10. Также в таблице представлены результаты расчета до поздней стадии разработки.

Таблица 3.10 – Основные показатели работы абсорбера

Показатель	P = 8,5 МПа, t = 20 °C	P = 5,0 МПа, t = 20°C	P = 3,0 МПа t = 20°C
	1	2	3
Количество регенерированного ВМР, м ³ /ч	0,671	0,994	1,495

Продолжение таблицы 3.10

Максимальная пропускная способность входной сепарационной секции, млн. м ³ /сут	11,573	6,553	3,826
Объёмная производительность массообменной секции, млн. м ³ /сут	11,731	6,644	3,879
Максимальная пропускная способность фильтрующей секции, млн. м ³ /сут	10,168	5,758	1,123
Полное гидравлическое сопротивление аппарата, МПа	0,325	0,0412	0,0541

Вывод: результаты расчётов абсорбера с использованием в качестве абсорбента метанола и ДЭГа показывают, что гидравлическое сопротивление аппарата и максимальные объёмные производительности секций изменяются незначительно, в пределах нормы.

Анализируя результаты расчета работы абсорбера с использованием метанола и ДЭГа, можно сказать, что на всех режимах расход ДЭГа более чем в 6 раз превышает расход метанола, что наглядно показано на рисунке 3.4. Изменение расхода метанола при снижении давления менее существенно по сравнению с диэтиленгликолем (рисунок 3.5).

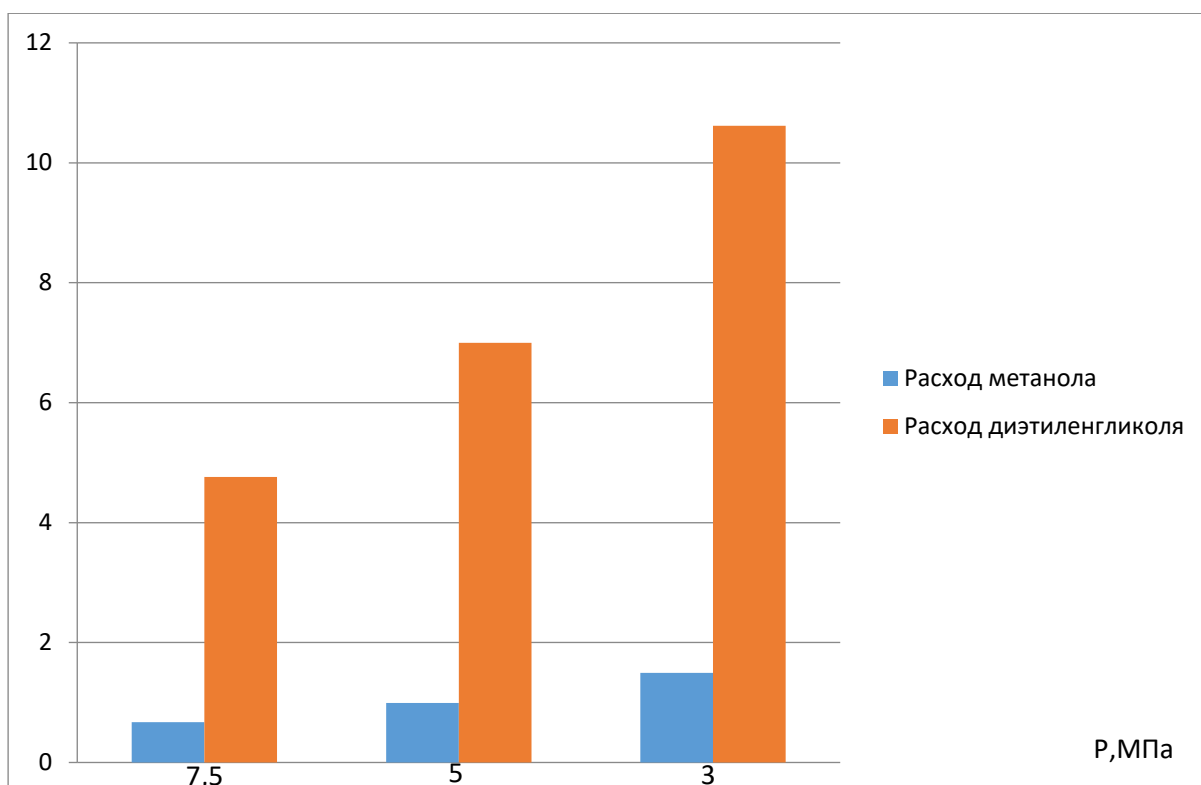


Рисунок 3.4 – Сравнительная гистограмма расходов абсорбентов

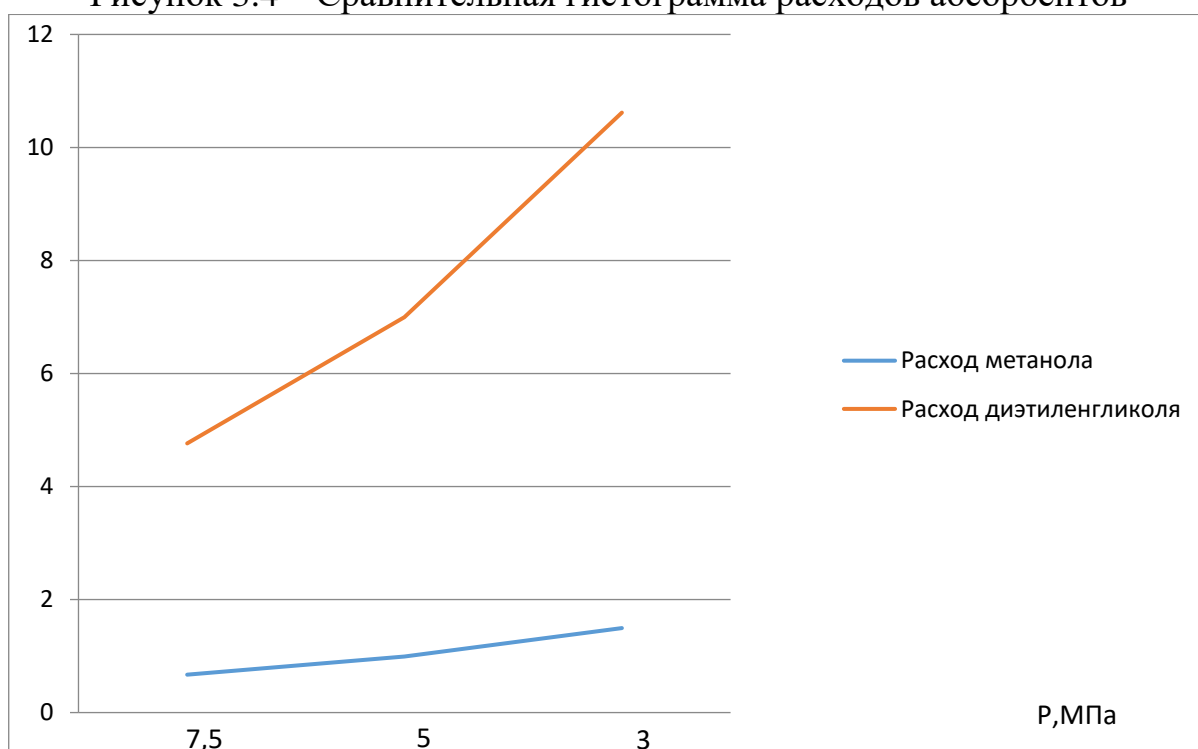


Рисунок 3.5 – Сравнительная диаграмма зависимости расхода абсорбента от давления

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Затраты предприятия на производство и реализацию продукции выраженные в денежном эквиваленте, образуют себестоимость продукции. Расчет и анализ себестоимости продукции является важнейшей задачей любого предприятия. Чем меньше себестоимость продукции, тем выше рентабельность ее производства, тем больше получаемая прибыль.

В случае компании ПАО «Газпром» себестоимость добычи природного газа является одной из самых низких в мире. Однако всегда есть пути дальнейшей минимизации затрат – улучшение и модернизация технологического процесса подготовки газа или замена используемых на промыслах химических реагентов на более эффективные.

4.1 Расчет средней цены на диэтиленгликоль и метанол

Для определения средней цены на диэтиленгликоль (ДЭГ) воспользуемся действующими ценами следующих поставщиков: ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, цена-60500 руб/т; ООО «Гликоли.Ру», г. Нижний Новгород, цена – 59000 руб/т; ООО «Южная химическая компания», г. Волгоград, цена – 46000 руб/т; ООО «ПолиХимСтрой», г.Казань, цена-60000 руб/т; ООО «ТД Монолит», г. Уфа, цена – 85000 руб/т; ООО «Натолхим», г. Екатеринбург, цена-54000 руб/т [18]. Расчет по формуле (1).

$$Ц_{ДЭГ} = \frac{60500+59000+46000+60000+85000+54000}{6} = 60750 \text{ руб/т} \quad (1)$$

Для определения средней цены на метанол воспользуемся действующими ценами следующих поставщиков: ООО «Шиханы-Ойл», г. Уфа, цена -27000 руб/т; ООО «СИНТЕЗ», г. Москва, цена – 23000 руб/т; ООО «ВИА Ойл», г. Пермь, цена – 20000 руб/т; ООО «СотСнаб», г. Нижний Новгород, цена – 31000 руб/т; ООО «СотСнаб», г. Санкт-Петербург, цена-31000 руб/т; ООО «ШЕТРИ», г. Ангарск, цена-28000 руб/т [18]. Расчет по формуле (2)

$$Ц_{ТЕГ} = \frac{27000+23000+20000+31000+31000+28000}{6} = 26667 \text{ руб/т} \quad (2)$$

Таким образом, примерная средняя цена диэтиленгликоля в России составляет 60750 руб/т, а метанола 26667 руб/т, т.е. ДЭГ дороже метанола на 56%.

4.2 Определение затрат на транспортировку реагентов

После покупки абсорбентов их необходимо доставить до газового промысла ООО «Газпром Добыча Ямбург».

Основные поставщики находятся в Нижнем Новгороде, Москве, Перми, Санкт-Петербурге, Екатеринбурге, Казани, Волгограде, Уфе и Ангарске. Доставка осуществляется автотранспортом в специализированных цистернах. Примерная стоимость транспортировки 10 т абсорбента на 1 км пути составляет 40 рублей [18] (согласно перечню цен на доставку выше перечисленных поставщиков). Примерная стоимость доставки 10 т абсорбента представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Стоимость транспортировки 10 т абсорбента до г. Новый Уренгой

	Расстояние до г. Новый Уренгой, км	Стоимость доставки до г.Новый Уренгой, руб
Санкт-Петербург	4065	162600
Волгоград	3620	144800
Москва	3600	144000
Нижний Новгород	3175	127000
Казань	2788	111520
Ангарск	3361	13440
Уфа	2365	94600
Екатеринбург	1870	74800
Пермь	1876	75040

Наиболее выгодная закупка абсорбента с точки зрения доставки у поставщиков из близлежащих городов – Уфы, Перми и Екатеринбурга.

Таким образом, самая выгодная доставка метанола из Перми, стоимость составит 275 тыс рублей, самая выгодная доставка ДЭГ из Волгограда – 604,8 тыс

рублей. Экономия в случае использования метанола в качестве абсорбента составит 329800 рублей.

4.3 Расчет себестоимости продукции и ликвидации гидратообразования при закачке метанола в скважину

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.

Максимальный резерв ингибитора для исключения наихудшего варианта – перебоев в доставке, должен быть равен произведению периода между доставками (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.

При закачке метанола на забой скважины при помощи оборудования для дозированной подачи химического реагента, потребление метанола согласно проекту составляет 41 г/1000 м³ на весь фонд действующих на месторождении скважин. Годовая добыча газа на рассматриваемом объекте составляет 143,81 млн м³. Годовое потребление метанола составляет:

$$V_{\text{мет пр}} = 0,041 \cdot 143,81 \cdot 10^3 = 5896,21 \text{ кг/год}$$

Исходя из расчетов необходимого количества ингибитора гидратообразования, потребность в метаноле составляет 29,52 г/1000 м³:

$$V_{\text{мет рас}} = 0,02952 \cdot 143,81 \cdot 10^3 = 4245,27 \text{ кг/год}$$

Расчеты представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Расчет материальных затрат

Наименование материалов	Единицы измерения	Расход, едениц	Цена с НДС, руб.	Стоимость, руб.
Метанол (проект)	кг	5896,21	25,0	147405,25
Метанол (расчет)	кг	4245,27	25,0	106131,75

Таким образом, сравнивая стоимость проектного значения необходимого количества метанола с расчетным, можно сделать вывод, что экономия составляет 41273,5 рублей

Для обслуживания блока подачи метанола необходимая численность персонала составляет 2 человека: оператор по добыче нефти и газа 5 разряда и оператор КИПиА.

Расчеты представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет численности персонала и фонда оплаты труда

Должность	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб/ч	Отработано часов, ч	Тарифный фонд оплаты труда, руб.
Оператор по добыче нефти и газа	5	180,63	1903	343739,0
Оператор КИПиА	4	203,5	1903	387260,5
Итого				730999,5

В соответствии с премиальным положением определяем размер премии (25% от тарифного фонда оплаты труда):

$$Pr = 730999,5 \cdot 0,25 = 182,7 \text{ тыс. руб.};$$

Определяем размер северных и районных льгот, а также доплату за вредность:

$$C_k = (730999,5 + 182,7) \cdot 0,5 = 456,9 \text{ тыс. руб.};$$

$$P_k = (730999,5 + 182,7) \cdot 0,5 = 456,9 \text{ тыс. руб.};$$

$$Вред = (730999,5 + 182,7) \cdot 0,05 = 45,7 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем годовой фонд оплаты труда рабочих:

$$ФОТ = 730,99 + 182,7 + 456,9 + 456,9 + 45,7 = 1873,1 \text{ тыс. руб.}$$

Размер амортизации основных средств определяется исходя из балансовой стоимости основных средств и общей нормы амортизации представлен в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Расчет амортизации основных средств.

Наименование основных средств	Первоначальная стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Метанольная установка	1738500	Линейная (6 лет)	289750

4.4 Расчет полной себестоимости сбора и подготовки природного газа

Расчет полной себестоимости сбора и подготовки природного газа представлен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Расчет полной себестоимости

Наименование экономических элементов себестоимости	Сумма затрат, тыс. руб.
Материальные затраты	106,1
Расходы на оплату труда	1873,1
Взносы ПФ, ФСС, ФОМС (27,3 от ФОТ)	560,3
Амортизация основных средств	289,8

Продолжение таблицы 4.5

Прочие затраты 15% от суммы вышеуказанных (материалы, все виды энергии, комплектующие и запасные части)	424,4
Итого	3253,7
Накладные расходы (16% от суммы)	520,6
Итого затраты	3774,3

Выводы по разделу

Рассматривая экономическую целесообразность применения того или иного реагента можно отметить, что примерная средняя цена диэтиленгликоля в России составляет 60750 руб/т, а триэтиленгликоля 26667 руб/т, т.е. ДЭГ дороже метанола на 56%.

В ходе расчетов было выяснено, что самая выгодная доставка метанола из Перми, стоимость составит 275 тыс рублей, самая выгодная доставка ДЭГ из Волгограда – 604,8 тыс рублей. Экономия в случае использования метанола в качестве абсорбента составит 329800 рублей.

Структура затрат в основном состоит из расходов на оплату труда и затрат на установки и реагенты для подготовки газа и борьбы с гидратообразованием.

Экономический эффект обеспечивается за счет бесперебойной добычи газа благодаря своевременному предупреждению гидратообразования. Исходя из таблицы 4.5, для полного проведения работ, необходимо заложить в план работ затраты на сумму 3774300 рублей.

Пересчет количества необходимого метанола позволяет сэкономить 41273,5 рублей.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В рамках данной магистерской диссертации осуществляется оценка эффективности установки комплексной подготовки газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче газа и конденсата на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К самостоятельному выполнению работ по добыче нефти и газа допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;
- при переходе с одного предприятия на другое;

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;

- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия,

если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;
- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [35].

5.2 Производственная безопасность

Производственная безопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин существует риск получения серьезного вреда здоровью.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 5.1 для дальнейшего анализа.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при работе УКПП

Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
1) повышенный уровень шума; 2) повышенный уровень вибрации; 3) недостаточная освещенность рабочей зоны; 4) повышенная запыленность и загазованность; 5) повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; б) повреждения в результате контакта с насекомыми.	1) движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2) повышенное значение напряжения в электрической цепи; 3) пожаро-взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.003-2014 [18] ГОСТ 12.1.012–2004 [20] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [21] СанПиН 2.2.1./2.1.1.1278-03 [37] ГН 2.2.5.1313-03 [29] ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ [23] СанПиН 2.2.4.548–96 [7] ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ [30] ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ [31] ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [32] ГОСТ Р 12.4.296-2013 [36]

5.2.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

В данном разделе рассмотрим факторы, которые могут воздействовать на организм человека в процессе работы установки комплексной подготовки газа, нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Повышенный уровень шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности, возникающих при механических колебаниях в упругой среде (твердой, жидкой или газообразной). Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях к глухоте. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в

конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ.

Производственный шум рассматривают как совокупность звуков различной интенсивности и частоты, беспорядочно изменяющихся во времени и вызывающих у работающих неприятные ощущения. Источником возникновения шума являются шлейфы, по которым поступает газ в здание переключающей арматуры, сепараторы, абсорберы, вентиляционные холодильники

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности» [18]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные и коллективные средства защиты.

Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противозумные вкладыши, противозумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [19].

Повышенный уровень вибрации

Малые механические колебания, возникающие в упругих телах или телах, находящихся под воздействием переменного физического поля, называются вибрацией. Причиной возбуждения вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Регулируется ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ[20].

Рассматривая нарушение состояния здоровья при воздействии, вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетативная неустойчивость.

Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [21].

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и правильная организация труда и отдыха [27].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СанПиН 2.2.1./2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» [37]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На УКПГ используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное [28].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При поступлении газа на УКПГ могут происходить его незначительные потери, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованность с помощью огня.

При обнаружении газа, необходимо принять меры по его устранению. Нужно соблюдать все требования по охране труда для газоопасных работ. При невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [29]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. Резкие колебания температуры неблагоприятно влияют на организм человека, приводят в быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2

м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м² [22].

Профилактика перегревания и его последствий осуществляется разными способами. При высокой температуре организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -40°С, при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [25].

В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [26].

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Установка комплексной подготовки газа расположена в полевых условиях, поэтому в близлежащих окрестностях обитают гнус и клещевые инфекции.

К гнусу относят комплекс летающих кровососущих насекомых (комары, мошки, мокрецы, слепни, москиты), к клещевым инфекциям относят инфекционные природно-очаговые заболевания, возбудителей которых передают иксодовые клещи.

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита. В случае защиты от клещевых инфекций можно использовать противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу [36].

5.2.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.

На УКПГ имеется множество различных машин и механизмов, таких как насосы, абсорберы, сепараторы, турбодетандеры, аппараты воздушного охлаждения. При их неправильной эксплуатации возможно получение механических травм. Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;

- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты [38]:

- 1) сапоги кожаные с жестким подноском;
- 2) сапоги резиновые с жестким подноском;
- 3) каска защитная;
- 4) подшлемник под каску;
- 5) перчатки с полимерным покрытием;

- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения [30,31].

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Источниками возникновения травм от электрического тока могут являться различные электрические приборы. Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования УКПГ должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [39], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)» [40].

Коллективные средства защиты:

- применения защитного заземления УКПГ;
- применение блокировочных устройств;
- изолирующие устройства и покрытия.

Индивидуальные средства защиты:

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, резиновые сапоги, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок [32].

Пожаровзрывоопасность

Источником возникновения пожара на УКПГ могут служить движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрические приборы, предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе, курение в неположенном месте, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [30].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория УКПГ должна быть очищена от мусора и не следует допускать загазовывания территории.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

5.3 Экологическая безопасность

Нефтегазовая промышленность в силу своей специфики, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, является одной из самых загрязняющих экологию отраслей. В связи с этим необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Атмосфера

Источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на УКПГ. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье

скважины оборудуются противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [41].

Гидросфера и литосфера

В процессе добычи нефти и газа происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами, бытовыми стоками.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

Защитные мероприятия гидросферы и литосферы:

- устья скважин и прискважинные участки должны обеспечивать требуемую герметичность;
- хранение запасов ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой [33].

Рекультивация нарушенных земель в процессе добычи скважины подразумевает следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [34].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [42].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Возможные чрезвычайные ситуации при добыче нефти и газа:

- наводнения;
- снежные бури;
- ураганы;
- лесные пожары;
- газонефтеводоконденсатопроявления на скважине;
- образование пожаро- и взрывоопасной смеси на промплощадке УКПГ, УКПГК с последующим взрывом;
- возгорание продукта, открытый огонь и термическое воздействие огня;
- разрушение трубопроводов, аппаратов их элементов и т.д.

Наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при добыче нефти и газа являются газонефтеводоконденсатопроявления на скважине.

Основными причинами возникновения данной ЧС являются:

- нарушение требований безопасности при проведении работ;
- отклонения от технологического регламента;
- недостаточная обученность персонала;
- неисправность технологического оборудования.

При возникновении ЧС принимаются меры согласно плану ликвидации аварий, по ограничению развития аварийной ситуации и ее ликвидации. Повышение устойчивости предприятия к ЧС при эксплуатации осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

-Оборудование, специальные приспособления и материалы, необходимые для ликвидации аварийных ситуаций, всегда должны находиться на складах аварийного запаса;

- Покрытие огнезащитной краской конструкций, оснащение средствами пожаротушения рабочего места оператора;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе расчета было определено, что на участке шлейфа на расстоянии 6,3 км есть условия для образования гидратов, расход ингибитора для этих условий работы шлейфа показал потребность в метаноле 29,52 г/1000 м³, что на 28% меньше чем предусмотрено проектом 41 г/1000 м³.

Переход газового промысла на однореагентную систему подготовки скважинной продукции позволил упростить систему регенерации реагентов на УКПГ, на всех режимах расход ДЭГа более чем в 6 раз превышает расход метанола, а так же изменение расхода метанола при снижении давления менее существенно по сравнению с диэтиленгликолем. Переход на однореагентную систему позволяет достигнуть наибольшего технологического и экономического эффекта, так как метанол дешевле ДЭГа на 40%

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение было рассчитано, что примерная средняя цена диэтиленгликоля в России составляет 60750 руб/т, а метанола 26667 руб/т, т.е. ДЭГ дороже метанола на 56%. самая выгодная доставка метанола из Перми, стоимость составит 275 тыс рублей, самая выгодная доставка ДЭГ из Волгограда – 604,8 тыс рублей. Экономия в случае использования метанола в качестве абсорбента составит 329800 рублей.

Сравнивая стоимость проектного значения необходимого количества метанола с расчетным, можно сделать вывод, что экономия составляет 41273,5 рублей.

В разделе социальная ответственность был произведен анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче газа и конденсата на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении, разработаны способы защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Багатуров С.А. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле – М.: Химия, 1974. - 439 с.
2. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсат / Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. - 596 с.
3. Бекиров Т.М. Первичная переработка природных газов. М.: Химия, 2011. - 265 с.
4. Берлин М.А. Переработка нефтяных и природных азотов / Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков Н.П. – М.: Химия, 1981. - 472 с.
5. Бондарев Э.А. и др. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. – Новосибирск: Наука, 1988. - 272 с.
6. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. М.: Недра, 1986. - 238 с.
7. Гуревич И.Л. Технология переработки нефти и газа. – М.: Химия, 1972. - 360 с.
8. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин.– М.:Недра, 1981.– 248 с.
9. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. – Л.: Недра, 2008. - 161 с.
10. Ставкин Г.П. Правила и инструкции по технике безопасности на установках УКПГ. – М.: Недра, 1998. – 165 с.
11. Чеботарёв В.В. Расчёты основных показателей технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции: учеб. пособие. – 3-е изд., перераб. и доп. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2007. – 408 с.
12. Шервуд Т.Б. Свойства газов валанжинских залежей. – М.: Недра, 1996. – 127с.
13. Отчет по геологии и разработке месторождений предприятия “Ямбурггаздобыча” за 2003. – ОАО Газпром.
14. Проект разработки нижнемеловых отложений Ямбургского газоконденсатного месторождения. – М., 1986. – 115 с.

15. Технологический регламент эксплуатации газового промысла №1В (УКПГ, ДКС) Ямбургского НГКМ, 2013. – 217с.

16. Справочное пособие по технологическому расчету систем абсорбционной осушки газа. – “Тюменниигипрогаз”, 2002. – 113 с.

17. Расчетно-пояснительная записка к декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов ООО «Ямбурггаздобыча» ОАО «Газпром», Том 1: Газовые промыслы валанжинской залежи, Ямбург – 2001.

18. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2019 г.)

19. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2019 г.)

20. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2019 г.).

21. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2019 г.).

22. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2019 г.).

23. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс].– Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 01.05.2019 г.).

24. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2019 г.).

25. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 02.05.2019 г.).

26. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru> (дата обращения 02.05.2019 г.).

27. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.

28. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2019 г.).

29. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2019 г.).

30. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс].

31. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2019 г.).

32. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2019 г.).

33.РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 02.05.2019 г.).

34.Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин

35. Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vunivere.ru> (дата обращения 03.05.2019 г.).

36. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 03.05.2019 г.).

37. СанПиН 2.2.1./2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 03.05.2019 г.).

38. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 03.05.2019 г.).

39. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 03.05.2019 г.).

40. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 03.05.2019 г.).

41. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 03.05.2019 г.).

42. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 02.05.2019 г.).

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

(справочное)

Using of methanol in the gas industry as a hydrathyred inhibitor

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Горбачев Владислав Сергеевич		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		

Introduction

Perspectives of development of the gas industry in Russia first of all are connected with mastering of gas and gas-condensate fields in the region of the Far North. Transportation of gas from these fields is carried out on the trunk pipelines located in a zone of distribution of permafrost breeds. On temperature condition of operation of pipelines impose firm requirements for the purpose of ensuring their operational reliability. The choice and further process optimization of trade processing of products of wells for the entire period of development and operation of fields and also ensuring reliability of supply of raw materials to refinery capacities is a relevant task today. One of the major problems at operation of gas pipelines is formation of gas hydrates. Being deposited on internal walls of pipes, hydrates sharply reduce their throughput and can lead to an abnormal stop of operation of the gas pipeline. Costs of the oil and gas companies of warning and fight against gaseous-hydrate traffic jams make a considerable part of cost of operation of fields and transport of gas. Therefore reduction of operating costs for warning and fight against hydrate formation in the trade systems of gas production and its further transport attracts considerable interest from many extracting and operating companies of the oil and gas industry.

Man-made gas hydrates can form in mining systems. Gas: in the bottomhole zone, in the boreholes, in the plumes and infield collectors, in field and plant gas treatment systems, as well as in main gas transmission systems. In technological processes gas production, preparation and transportation of solid gas hydrates cause serious problems associated with the violation of the flow of these processes. To gas field systems where education is possible man-made gas hydrates include [2]:

- well bottom zone, well bore;
- loops and collectors;
- gas treatment installation;
- head sections of gas pipelines;
- gas distribution stations;
- field and trunk pipelines;
- installation of factory processing and processing of gas.

Technological techniques to prevent hydrate formation

Consider the specific application of certain methods of combating hydrate formation - the prevention and elimination of gas hydrates in various gas field systems [3].

Borehole

The formation of hydrates in the trunk is observed both in gas and in oil wells, and is typical for the development and study of wells, and also stops for technological reasons and during the start-up period. Most often hydrate formation occurs during the development and study of gas wells in the northern fields. This is due to the low temperatures at wellhead due to the relatively slow warming up of the wellbore and varying debits in a wide range. To prevent the formation of hydrates in the wellbores are used traditional methods: maintenance of hydrate-free regimes, warning hydrate deposits and the flow of inhibitor to the bottom of the well. Maintenance of hydrate-free (idle) wells is achieved by selecting the appropriate working well flow rates, providing the mouth temperature above the equilibrium temperature hydrate formation. This traditional technical solution is consistent with the requirements of the development conditions of the Cenomanian deposits the largest deposits - Urengoyskoye, Yamburgskoye, Medvezhiy and in Bovanenkovskogo perspective. Raise the temperature of the gas at the wellhead partial throttling of gas at the bottom of a well, using thermally insulated casing or lift pipes, etc [3].

The flow of the inhibitor to the well bottom can be carried out in two main options - continuously and periodically.

Systems of field gathering of hydrocarbon raw materials

Due to the cooling of the gas-liquid stream, hydrate formation as technological complication turns out to be much more common in collection systems than in the wellbore, and is observed not only in the north, but and in the southern fields, especially during the cold season.

Intra-field gas transportation from wells to drying facilities carried out both individually and in common for several wells loop (collector). Loops are usually operated in the mode when the pressure drop in them is 3-8% of the initial, therefore, when

thermodynamic analysis of the operation of the loop in terms of hydrate formation should focus on temperature.

The temperature at the end of the loop depends on the initial gas temperature, the length plume, method of laying and the degree of insulation, time of year and has in many cases, a pronounced seasonal nature. The most common warning method hydrate formation in the collection systems is the input inhibitor hydrate formation (methanol). Methanol consumption increases with pressure and decreasing temperature. For characteristic thermobaric conditions exploitation of loops in the northern fields of theoretical consumption methanol can vary within fairly wide limits (from 0 to 300 g / 1000 m³ gas). In practice, an additional reserve of 20-25% is needed methanol during inhibition of plumes in order to eliminate the risk of hydrates in the reservoir [3].

Installations gas treatment for transport

The main method of preventing hydrate formation in plants preparation of natural gas for transportation, as well as in the case of combating hydrate formation in field gathering systems of hydrocarbons, is the input of a hydrate formation inhibitor (methanol).

It is only necessary to note that partial blockage by hydrates is possible working section and its complete overlap (formation of hydrate or paraffin stopper). In the first case, the elimination of hydrated deposits technologically does not present any difficulties, as provided the ability to pump over the inhibitor or coolant. Moreover, the elimination hydrates can be provided without stopping the appropriate field system. At the same time, the formation of a solid tube is serious emergency situations, in most cases involving certain violations of the technological rules of the process or miscalculations designing. The traditional method for the elimination of hydrate is injection coolant or hydrate inhibitor [3].

Hydrate inhibitors used in the gas industry of Russia

The choice of an inhibitor of hydrates is influenced by the following main factors [1]:

- geological, physiographic and climatic conditions in addition or other field;

- technological features of the inhibitor, intended to application taking into account the functioning of the collection, fishing and factory gas treatment in the field modern technology recycling inhibitors;

- corrosivity of the main reagent included in hydrate inhibitor;

- compatibility of the inhibitor with the saline water and other reagents in the development of multi-purpose formulations, for example, when developing complex corrosion inhibitors, paraffin and hydrate formation, or compositions for removal of reservoir water from wells or plumes and at the same time providing warning hydrate formation;

- possibility of organizing its own production of the inhibitor near deposits using natural gas components as raw materials;

- expected and actual specific consumption of the inhibitor in the field and technical and economic indicators, taking into account the additional storage costs reagents, stockpiling and disposal of industrial effluents;

- features of the preparation of the inhibitor of the desired composition and its distribution point of entry, the difficulties encountered in automation inhibition process;

- class of toxicity and compliance with the safety measures required when reagent use;

- possibility and expediency of regeneration of spent solutions inhibitors and the choice of optimal regeneration technology;

- ways of utilization of waste inhibitor solutions that are not subject to regeneration to meet environmental requirements (disposal of industrial effluents and their injection into absorbing horizons with taking into account the peculiarities of the protection of the geological environment). These factors are taken into account when designing the design. Hydrocarbon deposits, during renovations and upgrades existing field equipment and change processing technology gas, as well as when analyzing the possibilities of switching to new inhibitors hydrate formation.

Inhibitors of hydrate formation are divided into three classes [1]:

1. Traditional thermodynamic inhibitors – substances soluble in water, changing its activity and, as a result, displacing three phase equilibrium gas - water phase - gas

hydrates in the direction of more low temperatures (aliphatic alcohols, glycols, aqueous solutions inorganic salts);

2. Kinetic inhibitors of hydrate formation, stopping for a time hydrate formation process (potential replacement by thermodynamic inhibitors);

3. Reagents that practically prevent (or slow down) hydrate deposition due to partial blocking of the liquid aqueous phase, prevent direct contact of gas - water, thereby providing multi-phase transportation of well production in hydrate formation mode.

The dependence of the specific consumption indicators of methanol – inhibitor hydrate formation by natural gas composition and technologies of its preparation for transport

Field preparation of Cenoman gas for further transport currently carried out on two main (and competing between yourself) technologies [3]:

- adsorption gas drying using solid moisture adsorbents
- silica gel, zeolites, etc. (adsorption gas drying units operated on the field Bear from 1972);
- absorption drying using liquid moisture absorbers (absorbents), usually concentrated aqueous solutions of glycols.

Comparison of these technologies shows that their technical and economic performance is pretty close, and both options for gas drying technology can be used in field conditions almost equally successfully.

Currently, the most common in Russia received diethylene glycol (DEG) absorption method as the main absorbent, while abroad most often use more effective dehydrator - triethylene glycol (TEG) [5].

For processing natural gas from gas condensate fields (Valanginian deposits) are applied low-temperature technological processes to simultaneously ensure gas dehumidification and extraction heavy hydrocarbons.

Currently the main low temperature process gas field processing in Russia's gas condensate fields is still remains the process of low-temperature separation with gas cooling due to use of excess (compared to the pipeline) pressure at the inlet to installation. The gas is cooled by throttling it. (Joule - Thomson effect).

With reference to gas condensate deposits of northern deposits, using this effect to implement the low temperature process separation leads to a decrease in the temperature of the treated gas in the range 3-4.5 degrees to 1 MPa.

Methanol is used to prevent the formation of hydrates.

Significantly improved from a thermodynamic point of view is LTPS technology using turboexpanders instead of chokes. In this case, it is possible to cool the gas in a low-temperature separator to -60°C and below. In addition, the pressure in the low-temperature separator is lower than the pressure of the commercial gas at the inlet to the pipeline, and this circumstance together with low temperatures LTPS provides high degree of condensation of $\text{C}_{3+\text{B}}$ hydrocarbons.

According to forecast data, various options for expander technology will be widely used in field gas treatment systems, produced at the fields of independent subsoil users, for more deep gas drying and maximum recovery of heavy hydrocarbons. In the design of field processing systems Cenomanian gases, when you only need them to dry, and the task of extracting heavy no hydrocarbons at all, traditionally competing between a absorption and adsorption processes. It is shown that currently the options of absorption are promising technologies leading to gas drying at low contact temperatures. The main disadvantage of absorption technology is getting into gas transmission system in a certain amount of fine glycol. In addition, the possibility of condensation is not always excluded heavy hydrocarbons in the head sections of gas transmission systems. AT the same time and the adsorption drying technology also has a number of deficiencies in relation to the conditions of the Far North.

As for low-temperature processes (at temperature -20°C and below), then as possible preparation options Cenomanian gases, they were usually not considered at all, because reservoir pressure in low condensate factor deposits, as usually does not exceed 13-15 MPa. Therefore practically absent sufficient margin of pressure in the reservoir capable of ensuring implementation low-temperature gas treatment for a long period using gas expansion as refrigeration process. Therefore, the use of low-temperature technologies for lean gases from the most general considerations seemed not quite justified, since for

natural gases with small condensate factor is not specifically tasked with extracting heavy hydrocarbons [6].

Hydrate formation inhibitor choice justification

In the Yamburg field there are conditions of formation of hydrates, both in the system of collecting gas, and in processing equipment of installation of preparation of gas for transport that dictates need of use of inhibitor of hydrate formation.

As inhibitor on all operating fields of Far North of Russia methanol is used. In foreign practice monoethylene glycol (MEG) more was widely adopted. Use of each of the specified inhibitors has both the advantages, and shortcomings.

Almost universal use of water solution of methanol in Russia is explained by the following main reasons:

- light miscibility with gas thanks to high volatility;
- low temperature of freezing (up to minus 90 °C);
- ability not only to prevent hydrate formation, but also to decompose hydrate traffic jams;
- small viscosity;
- weak corrosion activity;
- rather low cost and broad industrial base of production.

Essential shortcomings of use of methanol are:

- high toxicity;
- fire hazard;
- high losses with commercial gas (up to 0.4 g/m³), so will be irrevocable losses to 4500 tons/year.

Application of MEG in foreign practice is caused by the following reasons:

- small solubility in natural gas and, therefore, small irrevocable losses (is about 20 times less in comparison with methanol);
- smaller, in comparison with methanol, toxicity;
- weak inflammability;
- smaller power costs of regeneration.

Shortcomings of application of MEG in comparison with methanol are:

- more high temperature of freezing (minus 40 °C at concentration of 60% – 80%);

- big viscosity;
- corrosion activity at high temperatures (for example – in the course of regeneration);
- higher cost and lack of experience of application in the conditions of Far North.

Hydrate formation inhibitor supply options depending on technology of preparation of gas

Option 1. Anti-hydrate reagent methanol in combination with the glycolic drying of gas.

In the system of collecting methanol moves. At revenues to the coast, methanol it is distributed between gas of primary separation and the separated methanol-water solution (MWS) according to pressure, temperature and concentration in a water phase. Methanol with gas of separation comes to an absorber where it is caught by a glycol stream, and because of rather high temperatures of work of a column, the efficiency of transition of methanol to glycol will be low therefore a noticeable part of methanol is lost with dry gas. The caught methanol arrives on glycol regeneration installation, from there – with the steamed water on installation of methanol regeneration. Respectively, sewage will contain both reagents. Thus, the option is characterized by two systems of regeneration – methanol and glycol, reduced losses of methanol.

Option 2. The MEG anti-hydrate reagent in combination with the glycolic drying of gas.

MEG moves on the mouth of wells, owing to low volatility, also giving in front of air coolers of booster compressor station will be required. In winter conditions formation of hydrates in the ranks of the tubes, the next to the fan is possible. Saturated MEG will be allocated in the suction drum the complex gas processing unit and to go for regeneration installation. Separation gas after booster compressor station arrives on a drying of gas. For minimization of amount of the applied reagents, as absorbent expediently also application of MEG. For providing a dew point at the level minus 20 °C, necessary concentration of MEG makes higher than 99% that assumes the vacuum system of regeneration. Unlike the previous option, commercial gas will not contain methanol therefore it is possible that for prevention of freezing of MEG which is carried away from a column of absorption to the station of cooling of gas will be required additional died. Thus, the option is characterized

by two systems of regeneration of MEG, one of which vacuum, not less than one system of removal of salts, the lack of experience with similar systems increased and requirements to the content of mechanical impurity, increased requirements to the separation equipment.

Option 3. Anti-hydrate reagent methanol in combination with low-temperature separation.

The system of supply of methanol the same, as in option 1. A part of methanol arrives with gas of primary separation. On the complex gas processing unit methanol moves in front of the intermediate separator. MWS gathers from primary, intermediate and low-temperature separators and goes for regeneration. The option is characterized by one system of regeneration, considerable losses of methanol with commercial gas. However, the low-temperature separation system with use of methanol is well fulfilled; there is a wide experience of design and operation. The high efficiency of the separation equipment is not required.

Option 4. The MEG anti-hydrate reagent in combination with low-temperature separation.

The scheme of giving on the mouth and feature of application of MEG as anti-hydrate reagent – the same, as for option 2. On installation by low-temperature separation the additional point of giving – before a detander is required. It will lead to decrease its efficiency, need of separate installation of regeneration of MEG, and most likely, installations of removal of salts. Problems with heat exchangers gas-gas are possible. The high efficiency of the separation equipment is necessary for minimization of intake of salts on installation by low-temperature separation. In the presence of condensate in reservoir mix, restriction on temperature with low-temperature separation is possible. Fine spray of MEG on a stream, careful control of concentration of the given MEG is required. It is necessary to refer the draining effect of glycol to advantages of option, especially in a system low-temperature separation that will lead to decrease in a dew point an occasion and, respectively, to deceleration of power of main compressor station. The option is characterized by one or two installations of regeneration and removal of salts, increased requirements to the separation equipment, need of careful control of content of mechanical impurity and concentration of the given MEG, small operating experience of similar

systems. Options of supply of different reagents on the mouth and in a system low-temperature separation are inexpedient to be considered as they contain shortcomings of both reagents [10-13].

Considering the above, as hydrate formation inhibition in the system of collecting reservoir gas and for technology of preparation of gas methanol as the hydrate formation inhibitor which is the most tested and reliably proved in the domestic gas industry is accepted. Use of methanol will allow to protect with guarantee pipelines of collecting and installation of preparation of gas from formation of hydrates and to provide their reliable operation throughout the entire period of development.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Таблица А.1 – Технические данные труб, применяемых для строительства
промысловых коммуникаций

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Объём 1п. м трубы, л	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Объём 1п. м трубы, л
89	4	5,15	219	8	32,4
	5	4,9		9	31,7
	6	4,65		10	31,1
	7	4,42		11	30,5
				12	29,9
102	4	6,94	245	8	41,2
	5	6,65		9	40,5
	6	6,36		10	39,7
	7	6,08		11	39,0
				12	38,4
114	4	8,82	273	8	51,9
	5	8,5		9	51,0
	6	8,17		10	50,3
	7	7,85		11	49,5
	8	7,54		12	48,7
127	4	11,12	325	8	75,0
	5	10,75		9	74,0
	6	10,39		10	73,0
	7	10,03		11	72,1
	8	9,68		12	71,1
140	5	13,27	377	8	100,1
	6	12,9		11	99,0
	7	12,5		12	97,9
	8	12,1		13	96,7
				14	95,6
146	5	14,5	426	10	–
	6	14,1		11	–
	7	13,7		12	–
	8	13,3		13	–
				14	–
168	6	19,1	530	8	–
	7	18,1		10	–
	8	18,15		12	–
	9	17,7		14	–
	10	17,2		25	–

Таблица А.2 – Значения коэффициентов А и В

Т, °С	А	В	Т, °С	А	В
- 30	0,3910	0,00710	+ 2	5,400	0,04640
- 28	0,4715	0,00806	4	6,225	0,05150
- 26	0,5660	0,00921	6	7,150	0,05710
- 24	0,6775	0,01043	8	8,200	0,06300
- 22	0,8090	0,01168	10	9,390	0,06960
- 20	0,9600	0,01340	12	10,720	0,07670
- 18	1,1440	0,01510	14	12,39	0,08550
- 16	1,3500	0,01750	16	13,94	0,09300
- 14	1,5900	0,01927	18	15,75	0,10200
- 12	1,8680	0,02155	20	17,87	0,11200
- 10	2,1880	0,02290	22	20,15	0,12270
- 8	2,5500	0,02710	24	22,90	0,13430
- 6	2,9900	0,03035	26	25,50	0,14630
- 4	3,4800	0,03380	28	28,70	0,15950
- 2	4,0300	0,03770	30	32,30	0,17400
0	4,6700	0,04180	32	36,10	0,18950

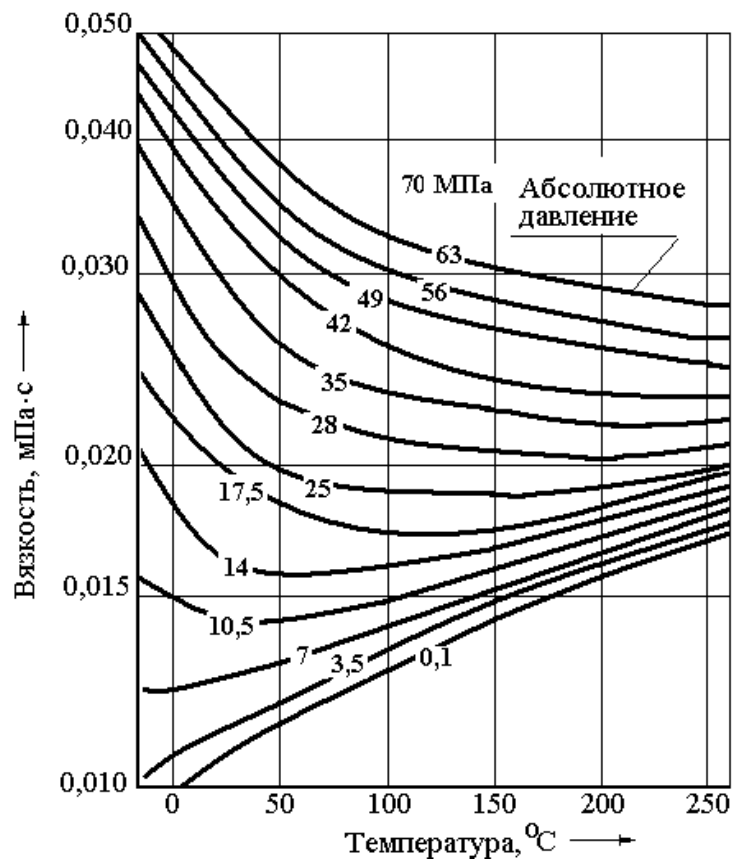


Рисунок А.1 – Изменение вязкости природного газа от температуры при относительной плотности $\bar{\rho} = 0,6$

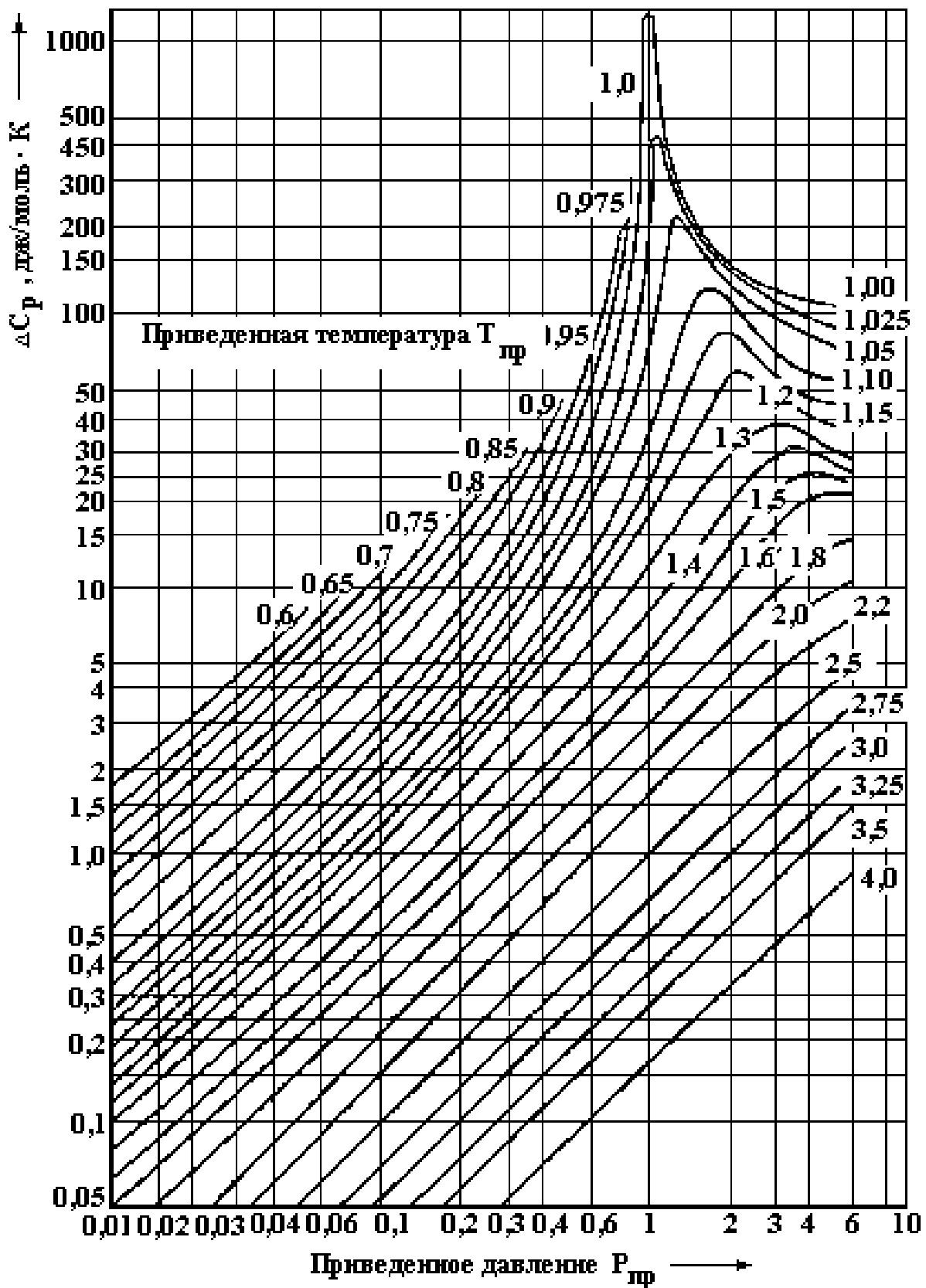


Рисунок А.2 – Зависимость ΔC_p от приведённых температуры и давления природного газа

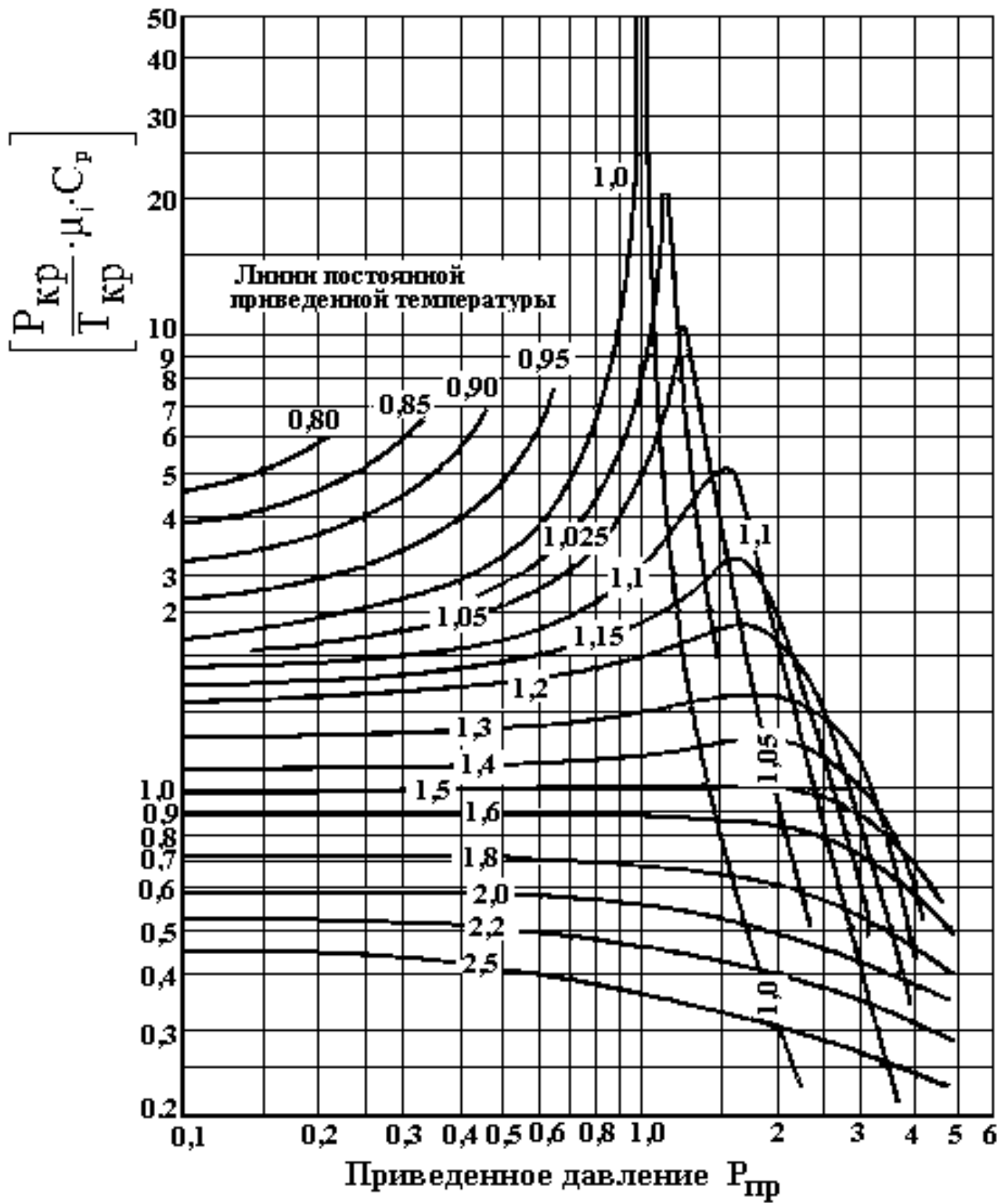


Рисунок А.3 – Обобщённая функция коэффициента Джоуля-Томпсона в зависимости от приведённых давления и температуры

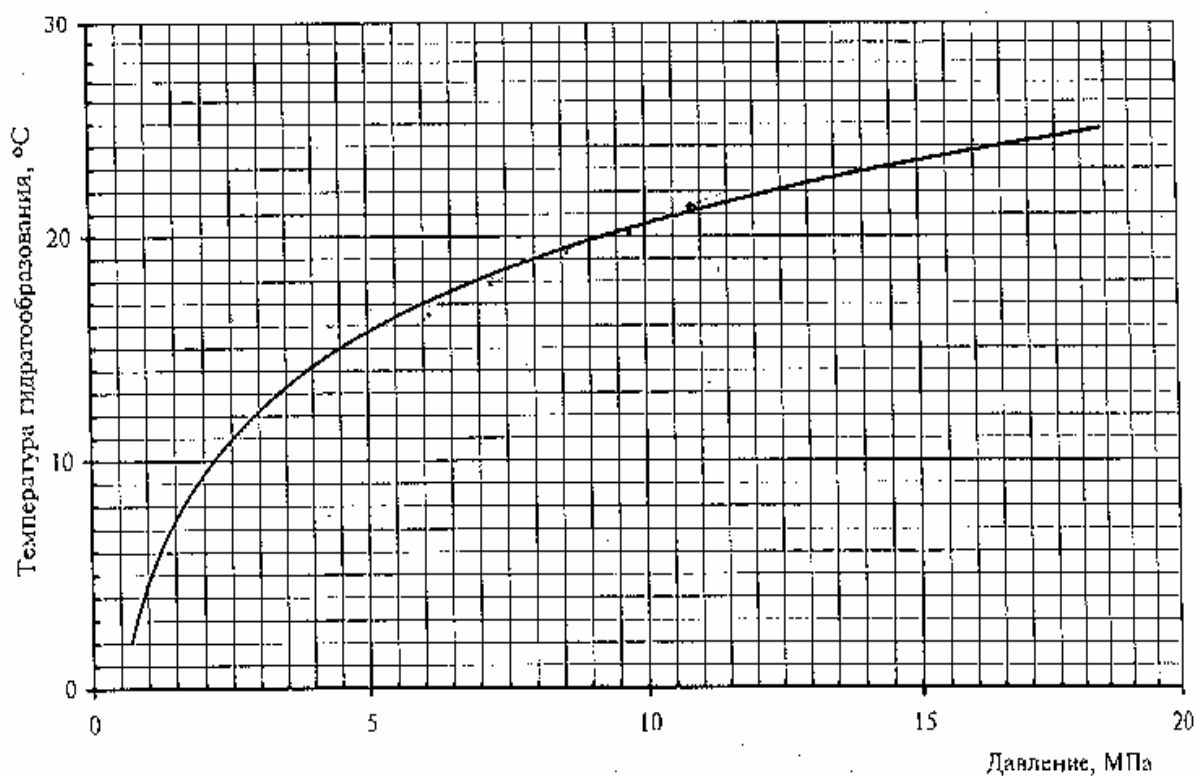
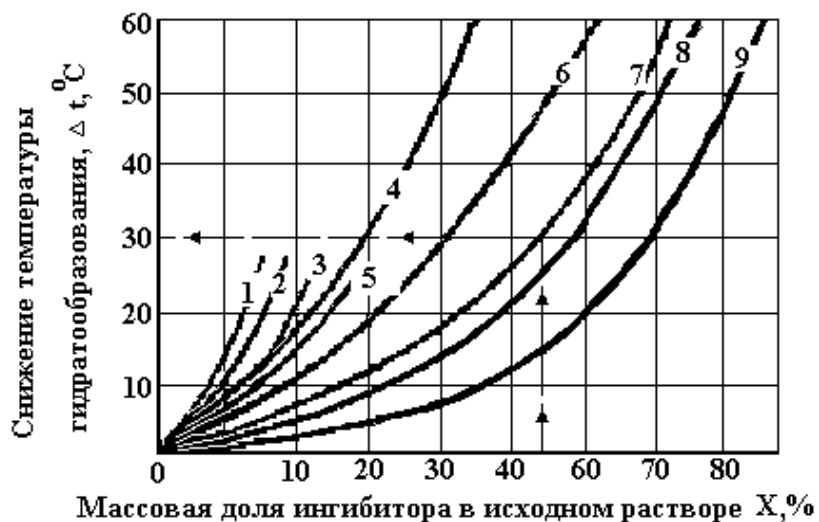


Рисунок А.4 – Динамика изменения температуры гидратообразования газа



- 1 – LiCl ; 2 – MgCl_2 ; 3 – NaCl ; 4 – NH_4OH ; 5 – CaCl_2 ; 6 – CH_3OH ;
7 – ЭГ; 8 – ДЭГ; 9 – ТЭГ.

Рисунок А.5 – Номограммы для определения снижения температуры гидратообразования природных газорстворами

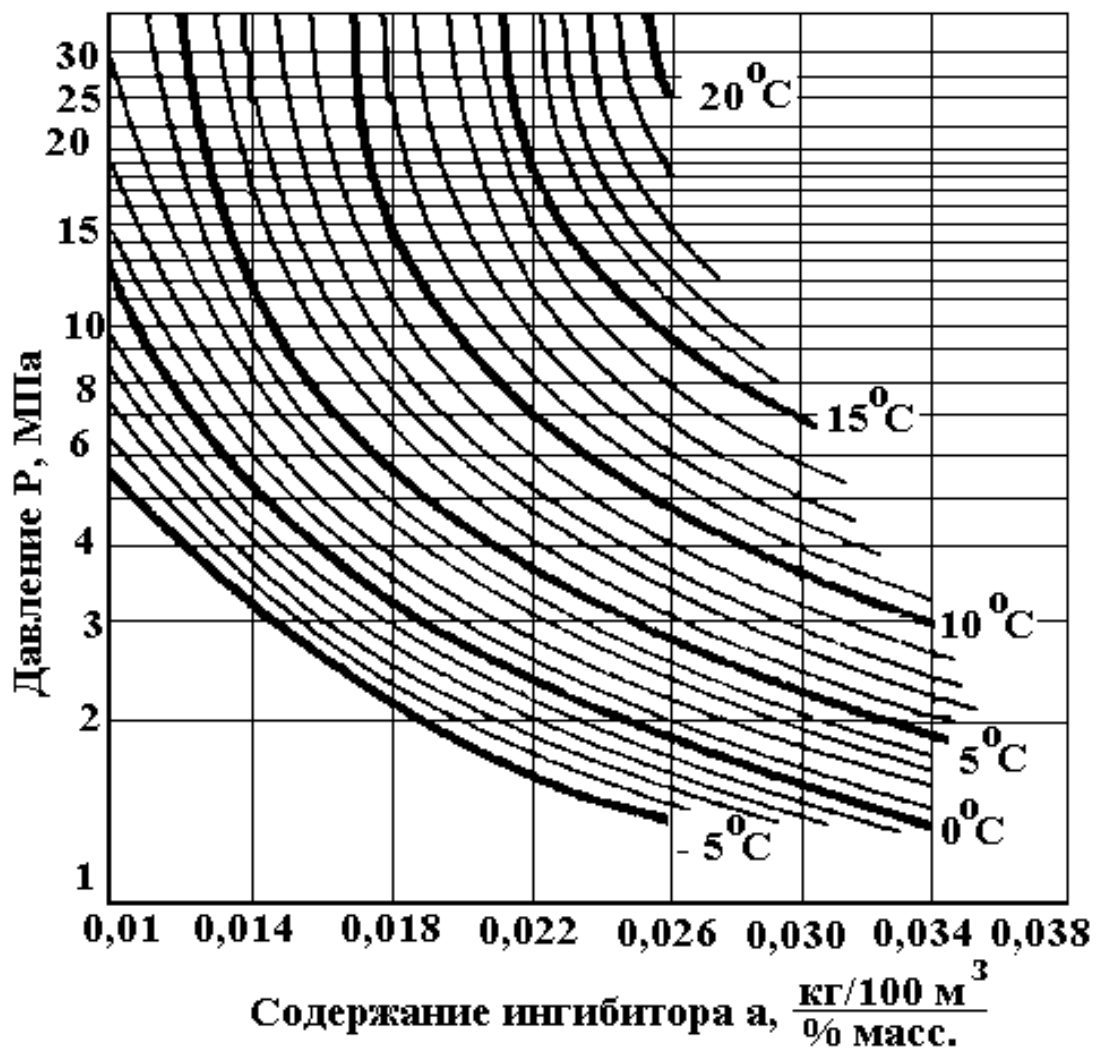


Рисунок А.6– Зависимость давления от значения a