

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

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СНИЖЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ДОБЫВАЕМОГО ФЛЮИДА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.279.013.364.3(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Овсенёв Андрей Евгеньевич		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

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

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

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

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

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

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

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Овсенёв Андрей Евгеньевич

Тема работы:

<b>ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СНИЖЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ДОБЫВАЕМОГО ФЛЮИДА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	97–11/с от 07.04.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Формирование температурных значений в эксплуатационных процессах добычи и подготовки газа: влияние температурных значений в процессах добычи и подготовки газа, изменение свойств газа в нефтегазопромысловых системах, механизм формирования воды в системах.</p> <p>Технологическое снижение температурных значений в процессе добычи и подготовки газа: динамика изменения температурных значений в</p>

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

	процессе добычи и подготовки газа, выбор технологического решения, направленного на изменение температуры газожидкостного потока, влияние осложняющих факторов на процесс добычи и подготовки газа
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, Гуляев Милий Всеволодович

**Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:**

--

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	09.04.2023
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.04.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Овсенёв Андрей Евгеньевич		09.04.2023

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

НТС – низкотемпературная сепарация

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

СТО – стандарт организации

ТДА – турбодетандерный агрегат

ШФЛУ – широкая фракция легких углеводородов

НТС – низкотемпературная сепарация

НТК – низкотемпературная конденсация

НТКР – низкотемпературная конденсация и ректификация

НТА – низкотемпературная абсорбция

СОГ – сухой отбензиненный газ

НКТ – насосно-компрессорная труба

УППГ – установка первичной подготовки газа

ГФУ – горизонтальная факельная установка

ПЗП – призабойная зона пласта

К<sub>зр</sub>Э – клапан регулирующий с электроприводом

АВО – агрегат воздушного охлаждения

КС – компрессорная станция

ГТУ – газотурбинная установка

ВМР – водометанольный раствор

ГМ – газовое месторождение

ГКМ – газоконденсатное месторождение

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ПДК – предельно допустимая концентрация

## РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 108 страниц, в том числе 40 рисунков, 20 таблиц. Список использованных источников содержит 38 источников.

Ключевые слова: газ, добыча природного газа, подготовка природного газа, влияние температуры, газовые месторождения, газоконденсатные месторождения.

Объектом исследования являются газовые и газоконденсатные месторождения.

Цель исследования – повышение эффективности применения технологического изменения температурных значений в процессе добычи и подготовки газа.

В данной работе рассматривается формирование температурных значений в эксплуатационных процессах добычи и подготовки газа: влияние температурных значений в процессах добычи и подготовки газа, изменение свойств газа в нефтегазопромысловых системах, механизм формирования воды в системах.

Представлена динамика изменения температурных значений в процессе добычи и подготовки газа. Выбор технологического решения, направленного на изменение температуры газожидкостного потока. Влияние осложняющих факторов на процесс добычи и подготовки газа. В результате проведенного анализа были представлены технологические решения изменения температурных значений в процессе добычи и подготовки газа.

Область применения: газовые и газоконденсатные месторождения, газовые скважины, подготовка газа.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА .....	12
1.1 Влияние температурных значений в процессах добычи и подготовки газа .....	16
1.2 Изменение свойств газа в нефтегазопромысловых системах .....	21
1.3 Механизм формирования воды в системах .....	27
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА.....	32
2.1 Динамика изменения температурных значений в процессе добычи и подготовки газа .....	32
2.1.1 Последовательность изменения температурных значений потока газа в процессе его добычи .....	32
2.1.2 Изменение температуры газожидкостного потока в процессе подготовки газа .....	36
2.2 Выбор технологического решения, направленного на изменение температуры газожидкостного потока.....	45
2.2.1 Методы изменения температурных значений скважинного потока в процессе добычи газа.....	45
2.2.2 Методы изменения температурных значений скважинного потока в процессе подготовки газа.....	51
2.3 Влияние осложняющих факторов на процесс добычи и подготовки газа .....	58
2.3.1 Влияние осложняющих факторов на изменение температурных значений скважинного потока в процессе добычи газа.....	58
2.3.2 Влияние осложняющих факторов на изменение температурных значений скважинного потока в процессе подготовки газа .....	63
3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА .....	68



4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	74
4.1	Сметная стоимость выполнения работ.....	75
4.2	Нормативная база для расчета сметы на выполняемые работы .....	76
4.3	Расчёт сметной стоимости работ .....	77
4.4	Обоснование эффективности строительства установки комплексной подготовки газа .....	81
4.5	Вывод по разделу.....	84
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	87
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности... ..	87
5.2	Производственная безопасность .....	88
5.2.1	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	90
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	95
5.3	Экологическая безопасность .....	99
5.3.1	Защита атмосферы.....	99
5.3.2	Защита гидросферы.....	99
5.3.3	Защита литосферы.....	100
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	101
5.5	Вывод по разделу.....	102
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	103
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	104

## ВВЕДЕНИЕ

В современном мире газовая отрасль играет большую роль, как в отечественной энергетической отрасли, так и в мировой. Сравнивая существующие энергоносители, потребление и использование природного газа в различных отраслях возросло. В связи с этим стали развиваются новые тенденции газовой отрасли: рост торговли природным газом, увеличение доли газа в мировом энергобалансе и развитие технологий добычи и подготовки природного газа.

Состав извлекаемого газ может быть многообразным и это необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации оборудования добычи и подготовки газа. Присутствие в газе таких компонентов как вода и сероводород, приведет к образованию коррозии на металлических стенках оборудования. Удаление сероводорода из газа необходимо проводить на абсорбционно-десорбционных установках. Также в присутствии воды в газе при определенных термобарических условиях, возможно выпадение гидратов. Для предотвращения осложнений в процессе добычи и подготовки газа необходимо использовать ингибиторы, которые используются для частичной осушки газа.

На сегодняшний день многие газоконденсатные месторождения, находящиеся на Западно-Сибирской равнине, находятся на последней стадии разработки, которая характеризуется низким пластовым давлением, высокой обводненностью, высоким темпом падения добычи углеводородного сырья, переводом работы скважин в периодический режим. Эксплуатация скважин осложняется скоплением на забоях конденсационной и пластовой вод. При накоплении большого объема воды на забое скважина выходит из стабильного режима работы, что приводит к уменьшению дебита.

Для устранения нестабильной работы скважины необходимо принять и применить комплексные технологические решения, направленные на оптимизацию работы газовых скважин.

Подготовка газа имеет ряд особенностей, которые влияют на выбор схемы и последующей эксплуатации месторождения, среди которых можно выделить:

– снижение пластового давления приводит к увеличению гомологов метана: этан, пропан, бутан; но уменьшается выход конденсата  $C_{5+}$  (в конденсате падает доля фракции с началом кипения  $180\text{ }^{\circ}\text{C}$ );

– при изменении состава газа в ходе эксплуатации месторождения меняются материальные потоки, что приводит к изменению технологического режима (давление, температура) подготовки газа.

**Целью работы является:** повышение эффективности применения технологического изменения температурных значений в процессе добычи и подготовки газа.

**Задачи, поставленные к выполнению:**

1. Проанализировать формирование температурных значений в эксплуатационных процессах добычи и подготовки газа.

2. Оценить технологическое изменение температурных значений в процессе добычи и подготовки газа.

3. Привести рекомендации по повышению эффективности применения технологического изменения температурных значений в процессе добычи и подготовки газа.

# 1 АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА

На месторождениях Западной Сибири подготовка газа на газоконденсатных месторождениях осуществляется, как правило, по технологии низкотемпературной сепарации (НТС). В данной технологии газ охлаждается за счёт наличия избыточного давления между входом и выходом на установке подготовки газа (УКПГ). На месторождениях реализуются технологические схемы подготовки конденсатсодержащих газов с использованием дроссельного, эжекторного или турбодетандерного устройства.

Открытие эффекта Джоуля-Томсона было проведено учеными Джеймсом Джоулем и Уильямом Томсоном в период с 1852 по 1862 год. В своих экспериментах исследователи измеряли температуру газа в двух последовательных сечениях стационарного потока (рисунок 1). Благодаря мелкопористой пробке из ваты, которая вызывала значительное трение газа в дросселе, скорость потока газа была ничтожно малой. Кинетическая энергия потока при дросселировании тоже оставалась очень мала и практически не менялась. Стенки трубы и дроссель имели низкую теплопроводность, что исключало теплообмен между газом и внешней средой. При изменении давления на дросселе на 1 атмосферу ( $1,01 \cdot 10^5$  н/м<sup>2</sup>) была измерена разность температур  $\Delta T = T_2 - T_1$  для воздуха, равная - 0,25 °С (опыт проводился при комнатной температуре). В тех же условиях разность температур для углекислого газа и водорода составила соответственно - 1,25 °С и +0,02 °С. Если газ при дросселировании охлаждается ( $\Delta T < 0$ ), то эффект Джоуля-Томсона считается отрицательным, если газ, наоборот, нагревается ( $\Delta T > 0$ ), то он является положительным [1].

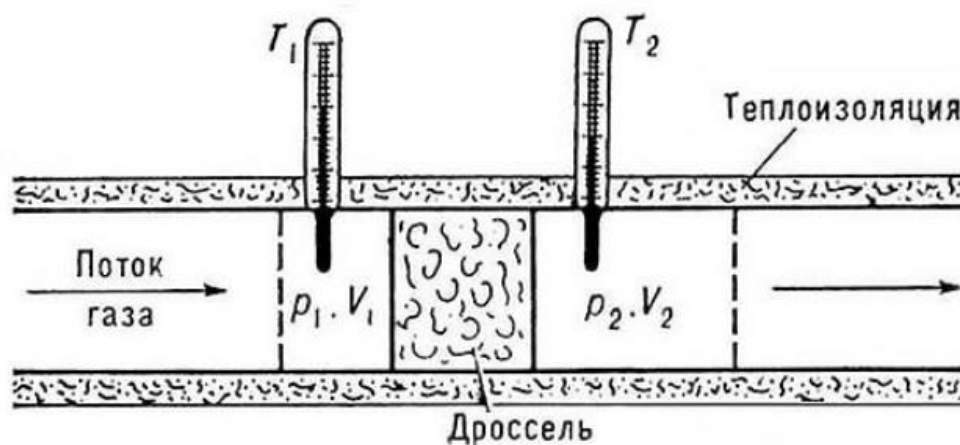


Рисунок 1 – Схема опыта Джоуля-Томпсона [1]

Дросселирование газа, которое используется для извлечения жидких фаз на газоконденсатных месторождениях, базируется на эффекте Джоуля-Томпсона. В этом случае, изоэнтальпийное расширение возможно с помощью дроссельных устройств. Технология эффекта Джоуля-Томпсона была впервые применена в США в 1951 году с целью извлечения жидких фаз на газоконденсатных месторождениях. Ее преимуществами являются меньшая металлоемкость и высокая надежность в работе. Однако, для эффективности использования этой технологии необходимо наличие большого запаса пластовой энергии, что наблюдается при больших глубинах залегания газоносных пластов [2].

На сегодняшний день, промышленная подготовка природных газов на месторождениях России проводится до требований, которые обеспечивают дальнейший его транспорт по магистральным трубопроводам в однофазном состоянии. СТО Газпром 089-2010 является нормативным документом, регламентирующим качество товарного газа, подготовленного на УКПГ [3]. Его основными показателями являются показатели точки росы по углеводородам и воде.

Принцип подготовки природного газа с помощью метода низкотемпературной сепарации заключается в последовательном охлаждении углеводородного сырья на линиях УКПГ с последующим отделением жидкой углеводородной и водной фаз [4].

конденсатсодержащих газов определяется степенью извлечения компонентов  $C_3 - C_4$  и  $C_{5+}$  и их остаточным содержанием в товарном газе. Регулирование степени извлечения и остаточного содержания компонентов  $C_3 - C_4$  и  $C_{5+}$  происходят с помощью термобарических параметров процесса НТС.

Для достижения максимальной степени извлечения компонентов  $C_3 - C_4$  и  $C_{5+}$ , процесс сепарации газа следует проводить при достаточно низких температурах и давлениях, которые приближаются к значению давления максимальной конденсации (рисунки 2, 3, 4 и 5).

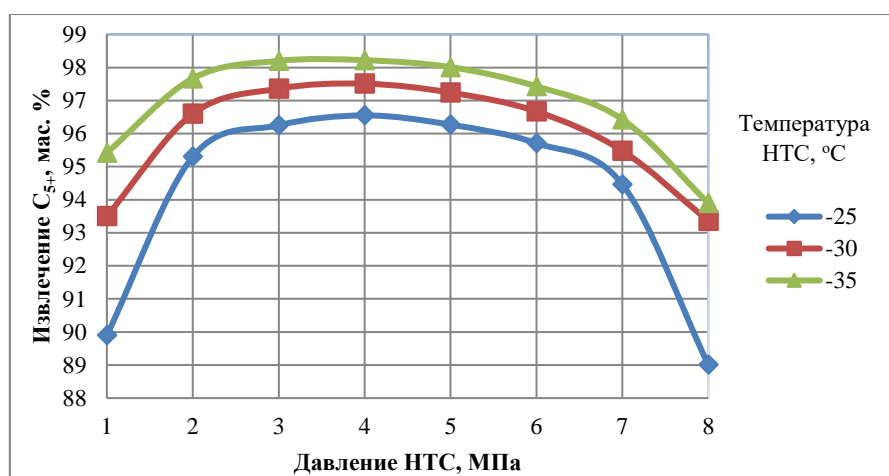


Рисунок 2 – Зависимость степени извлечения компонентов  $C_{5+}$  в газе сепарации от термобарических условий

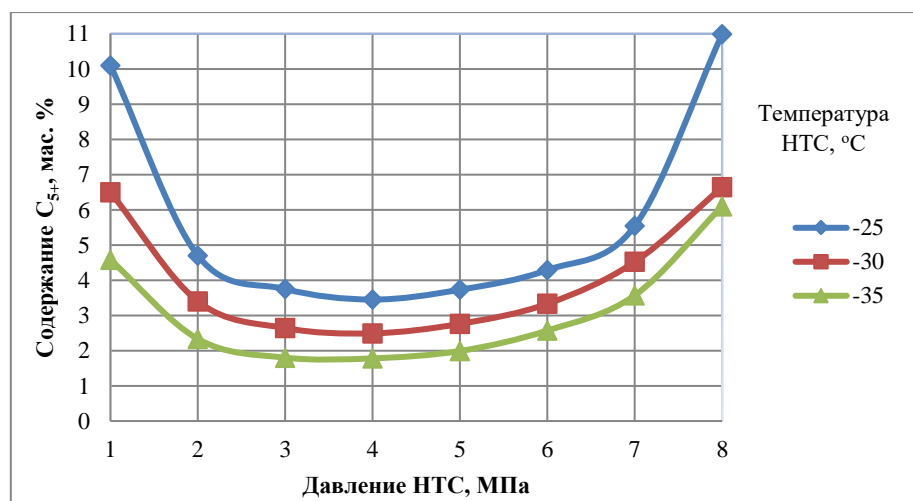


Рисунок 3 – Зависимость степени содержания компонентов  $C_{5+}$  в газе сепарации от термобарических условий

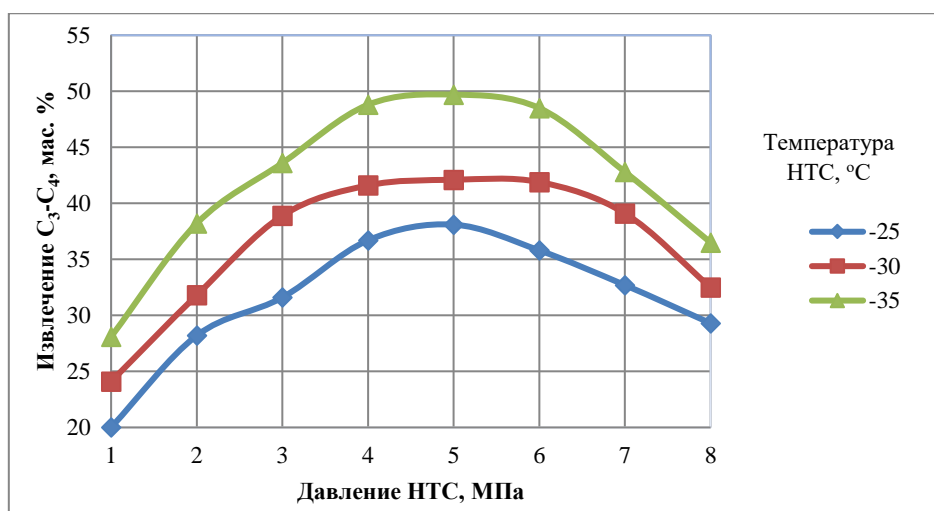


Рисунок 4 – Зависимость степени извлечения компонентов  $C_3 - C_4$  в газе сепарации от термобарических условий

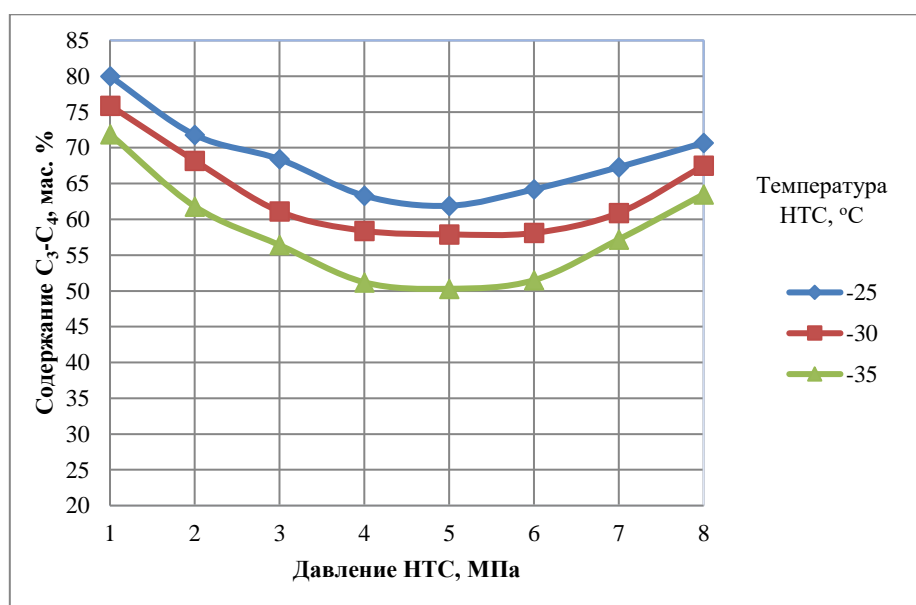


Рисунок 5 – Зависимость степени содержания компонентов  $C_3 - C_4$  в газе сепарации от термобарических условий

Охлаждение газа в системах низкотемпературной сепарации (НТС) может быть осуществлено за счёт внешнего источника холода или с помощью специальных охлаждающих элементов, таких как дроссель, эжектор или детандер, которые используют перепад давления между входом и выходом из установок комплексной подготовки газа (УКПГ).

В технологических схемах НТС с дросселем или эжектором, степень извлечения компонентов  $C_3 - C_4$  и  $C_{5+}$  может быть увеличена только при снижении температуры в сепараторах НТС [5].

Распространенная технологическая схема НТС с турбодетандерным агрегатом (ТДА) позволяет достигать более низких температур при том же перепаде давления в 5–6 МПа. Кроме того, такая технологическая схема позволяет проводить низкотемпературную сепарацию при постоянной температуре около - 35 °С и давлении, близком к давлению газа на выходе с УКПГ.

Особенностью подготовки природного газа методом НТС с ТДА по схеме подключения «детандер-компрессор» является проведение процесса НТС при давлении максимально приближенному к области максимальной конденсации компонентов C<sub>3+</sub>. Поэтому использование данной технологической схемы позволяет увеличить выход жидких углеводородов по сравнению с эжекторной или дроссельной технологией [5].

### **1.1 Влияние температурных значений в процессах добычи и подготовки газа**

Уравнение состояния описывает зависимость между давлением, объемом, температурой и числом молекул газа в равновесном состоянии. Эту связь можно выразить не только математически, но и графически либо таблицей. В сфере практических применений уравнение состояния находит широкое применение. Наиболее известным и простым уравнением состояния является уравнение состояния идеального газа (формула 1) [6, 7].

$$PV = \nu RT, \quad (1)$$

где P – давление, Па;

V – объем, м<sup>3</sup>;

$\nu$  – число молей газа в состоянии равновесии;

R – газовая постоянная;

T – температура, К.

Предпринималось много попыток для учета отклонений свойств реальных газов от свойств идеального газа путем введения различных поправок в уравнение состояния идеального газа.



Первая поправка в уравнении состояния идеального газа рассматривает собственный объем, занимаемый молекулами реального газа. В уравнении Дюпре [6, 7]:

$$P(V - \nu b) = \nu RT, \quad (2)$$

где  $b$  – собственные молярный объем молекул.

При понижении температуры межмолекулярное взаимодействие в реальных газах приводит к конденсации (образованию жидкости). Межмолекулярное притяжение эквивалентно существованию в газе некоторого внутреннего давления (иногда его называют статическим давлением). Изначально величина была учтена в общей форме в уравнении Гирна [6, 7]:

$$(P + P') \cdot (V - \nu b) = \nu RT, \quad (3)$$

где  $P'$  – внутреннее давление, Па.

Наибольшее распространение вследствие простоты и физической наглядности получило уравнение голландского физика Ван-дер-Ваальса. Согласно модели Ван-дер-Ваальса силы притяжения между молекулами (силы Ван-дер-Ваальса) обратно пропорциональны шестой степени расстояния между ними или второй степени объема, занимаемого газом. Считается также, что силы притяжения суммируются с внешним давлением. С учетом этих соображений уравнение состояния идеального газа преобразуется в уравнение Ван-дер-Ваальса [6, 7, 8]:

$$(V - \nu b) \cdot \left( P + \frac{\nu^2 \cdot a}{V^2} \right) = \nu RT, \quad (4)$$

где  $a$  – дополнительное давление за счет взаимного притяжения молекул, Па.

Анализируя изотермы уравнения Ван-дер-Ваальса – зависимости  $P$  от  $V$  для реального газа при постоянной температуре (рисунок б), получим, что с повышением температуры система переходит от немонотонной зависимости  $P = P(V)$  к монотонной однозначной функции. Изотерма при  $T_{кр}$ , которая разделяет немонотонные  $T < T_{кр}$  и монотонные  $T > T_{кр}$  изотермы, соответствует изотерме при критической температуре. При температуре

выше критической зависимость  $P = P(V)$  является однозначной монотонной функцией объема. Это означает, что при  $T > T_{кр}$  вещество находится только в одном, газообразном состоянии, как и идеальный газ.

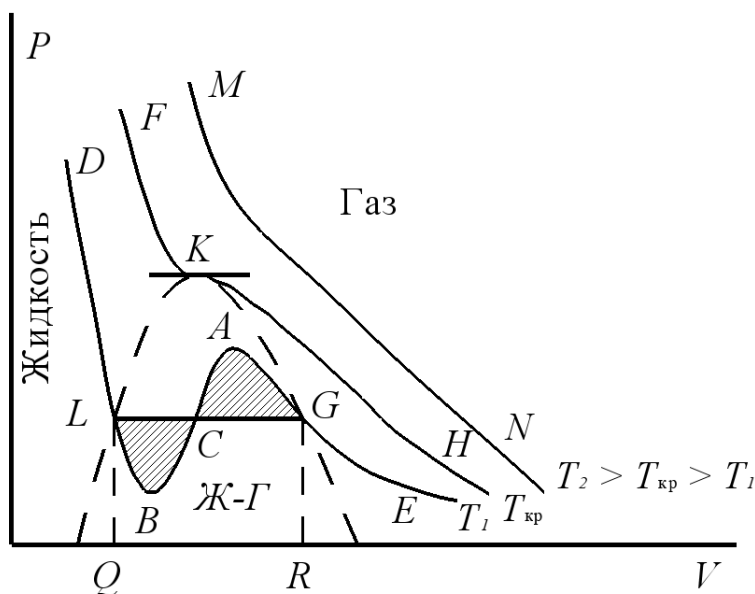


Рисунок 6 – Изотермы Ван-дер-Ваальса [6]

При температуре газа ниже критической такая однозначность исчезает, а это означает возможность перехода вещества из газообразного в жидкое и наоборот. На участке ACB изотермы  $T_1$  давление растет с увеличением объема ( $dP/dV > 0$ ). Данное состояние неустойчиво, поскольку здесь должны усиливаться малейшие флуктуации плотности. Поэтому область BSA не может устойчиво существовать. В областях DLB и AGE давление падает с увеличением объема ( $(dP/dV)_T < 0$  – это необходимое, но не достаточное условие устойчивого равновесия. Эксперимент показывает, что система переходит из области устойчивых состояний GE (газ) в область устойчивых состояний LD (жидкость) через двухфазное состояние (газ – жидкость) GL вдоль горизонтальной изотермы GCL.

При квазистатическом сжатии, начиная с точки G, система распадается на 2 фазы – жидкость и газ, причем плотности жидкости и газа остаются при сжатии неизменными и равными их значениям в точках L и G, соответственно. При сжатии количество вещества в газообразной фазе

непрерывно уменьшается, а в жидкой фазе – увеличивается, пока не будет достигнута точка L, в которой все вещество перейдет в жидкое состояние.

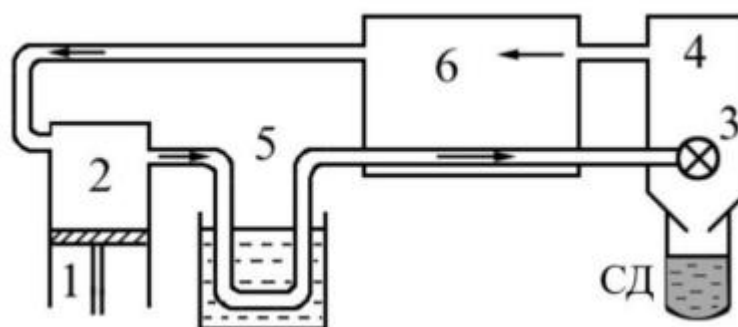
Превращение любого газа в жидкость – сжижение газа – возможно лишь при температуре ниже критической, однако критические температуры очень низкие (таблица 1).

Таблица 1 – Температуры сжижения газа

Газ	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5+</sub>	He	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>
Температура, К	110	185	230	273	309	5,3	33	126	154

Для достижения заданных температур используют несколько методов: использование эффекта Джоуля – Томсона, адиабатическое расширение газа с совершением внешней работы, составление охлаждающих смесей.

Схема и внешний вид установки для сжижения газов (машина Линде), в которой используется эффект Джоуля – Томсона (рисунок 7).



1 – компрессор; 2 – воздух; 3 – дроссель; 4 – цилиндр; 5 – холодильник;  
6 – теплообменник; СД – сосуд Дьюара

Рисунок 7 – Схема установки для сжижения газа (машина Линде) [6]

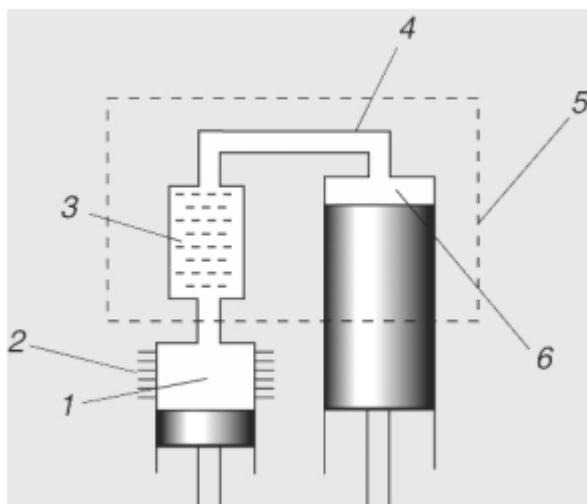
Воздух в компрессоре сжимается до давления в десятки мегапаскалей и охлаждается в холодильнике. Затем сжатый воздух проходит по внутренней трубке теплообменника и пропускается через дроссель и цилиндр. Каждая следующая порция воздуха предварительно охлаждается, а затем пропускается через дроссель, то температура понижается все больше – до температуры ниже критической. Сжиженный газ поступает в сосуд Дьюара (СД).

Второй метод сжижения газов основан на охлаждении газа при совершении им работы.

Сжатый газ, поступая в поршневую машину (детандер) расширяется и совершает при этом работу по передвижению поршня.

Так как работа совершается за счет внутренней энергии газа, то его температура при этом понижается.

Компрессор соединен с детандером через регенератор без промежуточных клапанов (рисунок 8). Рабочим веществом служит, как правило, газообразный гелий под давлением около 1,5 МПа. Компрессор и детандер работают со сдвигом по фазе на  $90^\circ$ , благодаря чему детандер поддерживает режим чистого охлаждения. В одноступенчатой схеме предельная температура составляет  $-253\text{ К}$  ( $-20^\circ\text{С}$ ). Каскадная система из устройств подобного типа позволяет достичь еще более низких температур при высоком КПД.



1 – цилиндр компрессора; 2 – ребра охлаждения; 3 – регенератор;  
4 – холодная головка; 5 – теплоизоляция; 6 – цилиндр детандера  
Рисунок 8 – Схема одноступенчатого криорефрижера [6]

В современных условиях добычи и подготовки газа, его температура изменяется в широком диапазоне от  $-37^\circ\text{С}$  до  $+60^\circ\text{С}$ . Такой перепад температура происходит в процессе добычи, подготовки газа на Чаяндинском месторождении до магистрального газопровода [9]. На устье скважин преимущественно температура газа составляет от  $-6$  до  $-7^\circ\text{С}$ , а на входе в

установку предварительной подготовки газа понижается до  $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$  при дросселировании на клапанах-регуляторах, установленных на газосборных коллекторах. Проходя по межпромысловому коллектору, газ меняет температуру в зависимости от температуры грунта и на текущий момент на входе в установку комплексной подготовки газа составляет  $-8\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Проходя пробкоуловители, газ поступает на установку низкотемпературной сепарации, где происходит его охлаждение до  $-37\text{ }^{\circ}\text{C}$  –  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Такие низкие температуры необходимы для удаления из газа влаги до точки росы, исключая гидратообразование при транспортировке по магистральному газопроводу, а также для извлечения газового конденсата. Следующий этап – центральная дожимная компрессорная станция. Газоперекачивающие агрегаты сжимают проходящий через них поток газа. За счет этого, согласно законам физики, происходит нагрев до  $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Перед тем, как газ попадает на установку мембранного выделения гелиевого концентрата, его предварительно охлаждают до температуры порядка  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Это связано с технологическими параметрами работы мембран, которые отделяют гелий от сырьевого газа. Именно в диапазоне температур от  $+50$  до  $+51\text{ }^{\circ}\text{C}$  мембранные элементы работают наиболее эффективно. Для того, чтобы газ отправился в магистральный трубопровод «Сила Сибири», его еще раз охлаждают в аппаратах воздушного охлаждения второй ступени до температуры от  $+20$  до  $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Эти требования предъявляются к товарному газу, идущему на экспорт с Чаяндынского месторождения [9].

## **1.2 Изменение свойств газа в нефтегазопромысловых системах**

Сухой газ – природный горючий газ из группы углеводородных, характеризующийся резким преобладанием в его составе метана, сравнительно невысоким содержанием этана и низким — тяжелых углеводородов (таблица 2). К сухим газам относят попутный газ нефтяных месторождений (нефтяной газ), претерпевший окисление. В промышленных условиях получается путем очистки природного газа от тяжелых

углеводородов, водяных паров, сероводорода, механических примесей на установках комплексной подготовки газа и газоперерабатывающих заводах [10].

Жирный газ, как правило, является попутным для нефтяных залежей, содержание метана до 70 – 80 %, содержит этан, пропан, бутаны (до 30 %), содержание конденсата от 30 – 90 см<sup>3</sup>/м (таблица 3) [11].

Таблица 2 – Компонентный состав газов в зависимости от фазового типа углеводородной залежи месторождений Западной Сибири [12]

№	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	iC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	nC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	He
Газовая залежь													
1	96,5	1,00	0,13	0,08	0,06	0,03	0,0189	0,007	0,002	1,79	0,44	0,03	0,008
2	94,6	2,02	0,33	0,14	0,11	0,05	0,0279	0,030	0,004	1,82	0,52	0,11	0,016
3	96,6	0,46	0,02	0,00	0,00	-	-	-	-	2,35	0,43	0,18	0,013
4	95,5	1,33	0,19	0,04	0,01	0,00	0,0001	-	-	2,24	0,73	0,13	0,017
Газоконденсатная залежь													
1	90,4	5,20	1,12	0,51	0,31	0,19	0,0951	0,090	0,017	1,28	0,80	0,02	0,008
2	89,0	5,53	2,17	0,53	0,54	0,19	0,1235	0,060	0,031	1,38	0,48	0,04	0,007
3	85,3	6,89	3,13	0,49	0,55	0,17	0,1302	0,036	0,008	2,81	0,47	0,04	0,014
4	88,8	5,70	2,28	0,39	0,57	0,15	0,1041	0,017	0,010	2,01	0,44	0,19	0,008

Таблица 3 – Компонентный состав газа Песцового месторождения

Компонент	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6+</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O
Содержание, %	84,29	5,33	3,54	0,86	1,11	0,39	0,35	2,39	0,57	1,08	0,09

Газовая залежь содержит природный газ, в компонентном составе которого преобладает углеводороды метанового ряда (более 90 %). Основным компонентом, генетически наиболее близким к метану, является этан. Его содержание варьируется от 0,4 % до 2 %. Пропан, бутан и более тяжелые углеводороды содержатся до 0,14 %. Такой газ является сухим. В газоконденсатных залежах природный газ отличается от газа в газовых залежах содержанием более тяжелых углеводородов и меньшим содержанием углеводородов метанового ряда. Такие газы называются жирными.

Основным методом анализа компонентного состава природного газа, попутных газов и газового конденсата является газовая хроматография. Этот метод позволяет разделять и определять количественно все компоненты природного газа – постоянные газы (водород, гелий, кислород, азот, окись и двуокись углерода), газообразные углеводороды от метана до пентанов,

тяжелые углеводороды (гексаны и выше), соединения серы (сероводород, меркаптаны, сульфиды) и др.

Согласно ГОСТ 31371.7–2008 существует два вида анализов [13]:

– метод измерения молярной доли всех основных компонентов природного газа (метод А), который применяется в основном при лабораторных измерениях. При этом допускается проводить измерение без учета гелия и водорода, ввиду незначительности их содержания в газе, их молярную долю (определяют дополнительно) можно учитывать как условно постоянную величину на определенный период времени;

– метод измерения молярной доли азота, диоксида углерода и углеводородов от  $C_1$  до  $C_{6+}$  и выше (метод Б), который применяется в основном при потоковых анализах в промышленных хроматографах. При потоковых анализах попадание в пробу кислорода практически исключено, поэтому допускается проводить измерение суммарной молярной доли азота и кислорода, как единого компонента со свойствами азота, ввиду незначительного вклада в погрешность результата из-за небольшой разницы откликов детектора на кислород и азот, а также малого содержания кислорода в пробе. Определение состава газа при анализах, к которым относятся потоковые анализы, допускается проводить без учета гелия и водорода, ввиду незначительности их содержания в газе. При этом их молярную долю можно учитывать как условно постоянную величину на определенный период времени. Все углеводороды более тяжелые, чем н-пентан, рассматривать как один «псевдокомпонент»  $C_{6+}$  со свойствами гексана.

Вязкость, или внутреннее трение – свойство газа оказывать сопротивление взаимному перемещению частиц. Эти силы сопротивления проявляются при относительном перемещении соседних слоев газа, вследствие чего между этими слоями возникает обмен количествами движения. Вязкость газов обусловлена перелетом хаотически движущихся молекул из слоя в слой. Например, если один слой газа движется быстрее

соседнего, то на границе контакта этих слоев часть молекул первого слоя будет переходить во второй слой, стремясь ускорить его движение, а часть молекул второго слоя будет переходить в первый, стремясь замедлить его движение [14].

Ньютоном было высказано предположение, впоследствии подтвержденное опытом, что силы внутреннего трения (сопротивления), возникающие при таком движении слоев, пропорционально площади соприкосновения слоев и скорости движения. Принимая площадь соприкосновения равной единице, можно записать (5):

$$\tau = \mu \cdot \left( \frac{du}{dy} \right), \quad (5)$$

где:  $\tau$  – сила внутреннего трения (сопротивления), отнесенная к единице площади;

$\mu$  –вязкость газа, Па·с;

$du/dy$  – градиент скорости в направлении, перпендикулярном плоскости соприкосновения слоев.

Вязкость газа определяется:

$$\mu = \tau \cdot \left( \frac{du}{dy} \right)$$

С увеличением температуры и давления динамическая вязкость возрастает (рисунок 9). Причем при давлении 4 МПа она мало зависит от давления, но при более высоких давлениях эта зависимость становится заметной. Динамическую вязкость смеси газов определяют исходя из динамической вязкости компонентов и их доли в смеси [14].



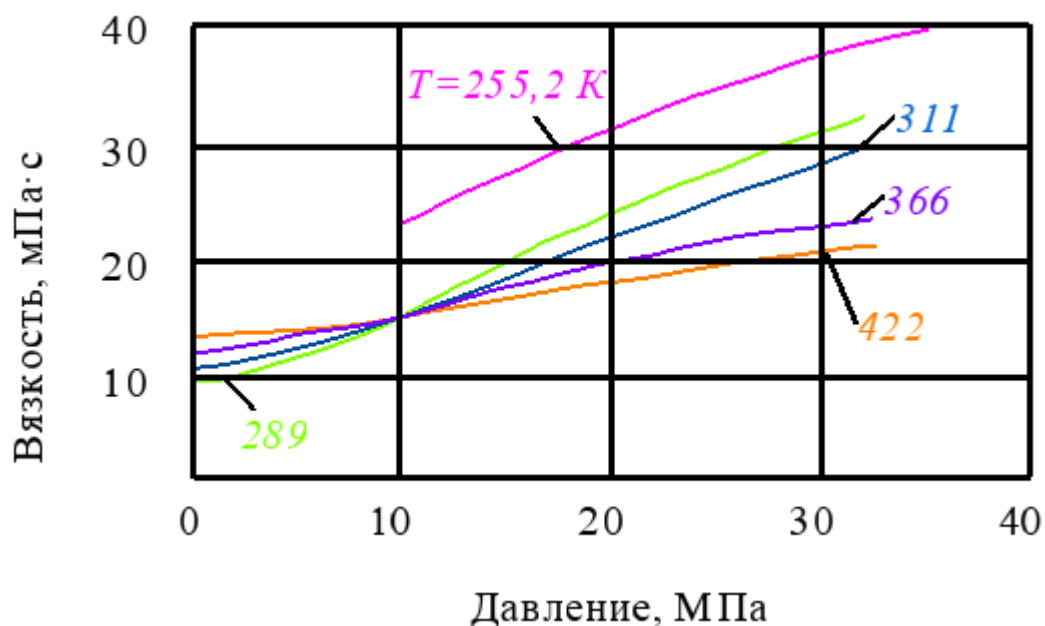


Рисунок 9 – Зависимость вязкости от давления при различных температурах

В газовой динамике, гидравлике часто используют понятие кинематической вязкости, которая представляет собой отношение динамической вязкости к плотности (6):

$$v = \frac{\mu}{\rho}, \quad (6)$$

где  $\rho$  – плотность газа, м<sup>3</sup>/кг.

С повышением давления кинематическая вязкость уменьшается, а с увеличением температуры, наоборот, увеличивается. Это объясняется тем, что кинематическая вязкость зависит от плотности газа, которая растет с увеличением давления и, как правило, убывает с ростом температуры [14].

Растворимость газа – это максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенных давлении температуре. Это явление основано на законе Генри. Концентрация газообразного компонента в растворе пропорциональна давлению этого компонента над раствором (7) [15]:

$$C = k_i \cdot P_i, \quad (7)$$

где  $k_i$  – константа Генри для  $i$ -го газообразного компонента;

$P_i$  – парциальное давление  $i$ -го газообразного компонента.

Газосодержание может быть равным растворимости или меньше ее. Его определяют в лаборатории по пластовой пробе нефти, постепенно снижая давление от пластового, при котором отобрана проба, до атмосферного.

Процесс дегазирования пробы может быть контактным или дифференциальным. Контактным (одноступенчатым) называют процесс, при котором весь выделяющийся газ находится над нефтью в контакте с ней. При дифференциальном процессе дегазирования выделяющийся из раствора газ непрерывно отводится из системы. При дифференциальном дегазировании в нефти остается больше газа, чем при том же давлении в условиях контактного дегазирования. Это объясняется следующим образом. Из нефти выделяется в первую очередь метан, и в составе оставшихся газов увеличивается доля тяжелых УВ, что приводит к увеличению их растворимости. Дегазирование нефти при поступлении ее из пласта в промысловые сепараторы более сходно с контактным. Это и следует принимать во внимание при учете изменения свойств нефти вследствие перехода от пластовых условий к поверхностным [16].

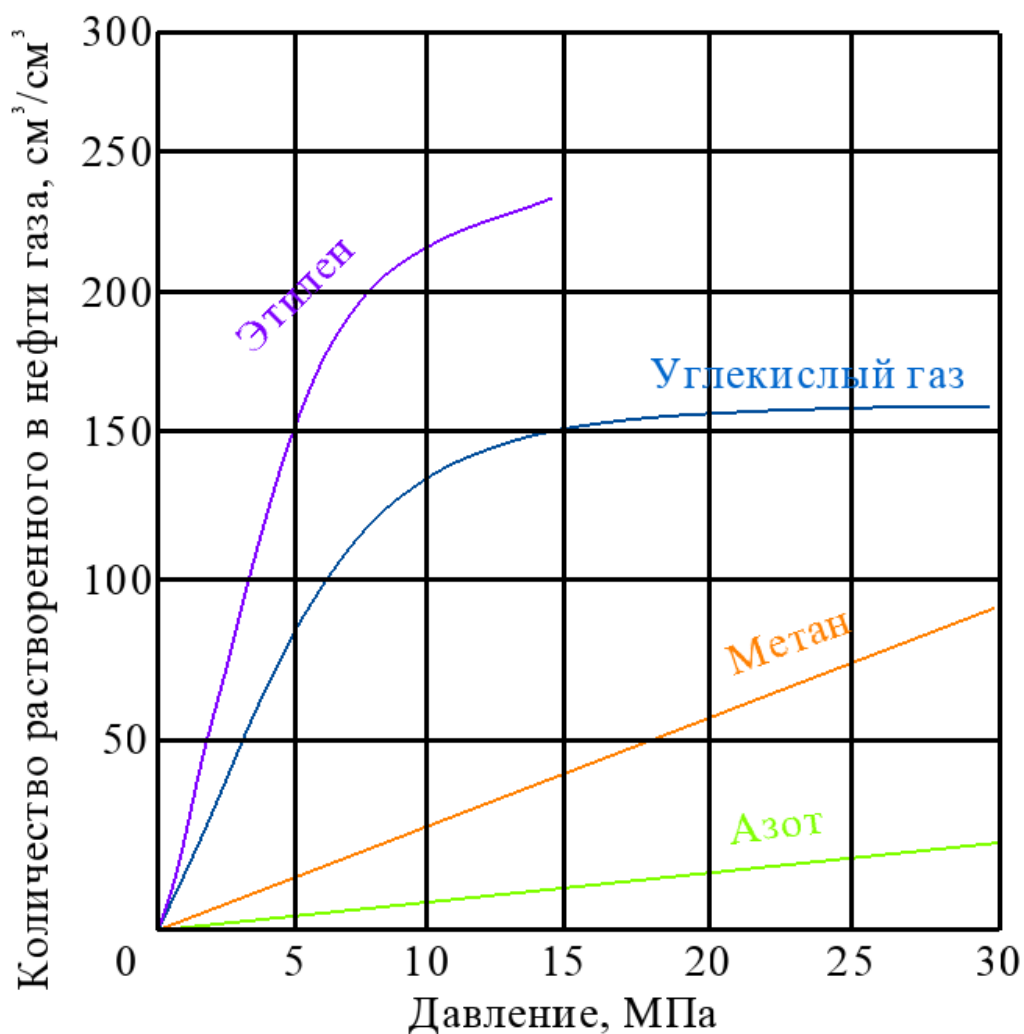


Рисунок 10 – График зависимости количества растворенного в нефти газа от давления

Влияние температуры на процесс растворения имеет сложный характер и зависит от знака теплового эффекта процесса растворения. Для экзотермического процесса растворения газов (в этом случае не нужно разрушать кристаллическую решетку и определяющий вклад в энтальпию растворения вносят процессы сольватации) с ростом температуры по принципу Ле Шателье – Брауна растворимость уменьшается [15].

### 1.3 Механизм формирования воды в системах

Для систем, которые состоят из двух и более компонентов, используется характеристика фазы – это её состав. Он определяется долям каждого компонента, который входит в одну из фаз. В термодинамике

многокомпонентных смесей рассчитываются молярные доли компонента в смеси, которые равны отношению числа молей компонента к общему числу молей всех компонентов смеси.

В основе перехода газа в воду лежит фазовая диаграмма «давление – удельный объем» (рисунок 11) При неизменяющихся температурах  $T_1$  и  $T_2$  и начальных давлениях  $P_1$  и  $P_2$  смесь газа и воды находится в газовом состоянии. В процессе изотермического сжатия давление газовой фазы повышается.

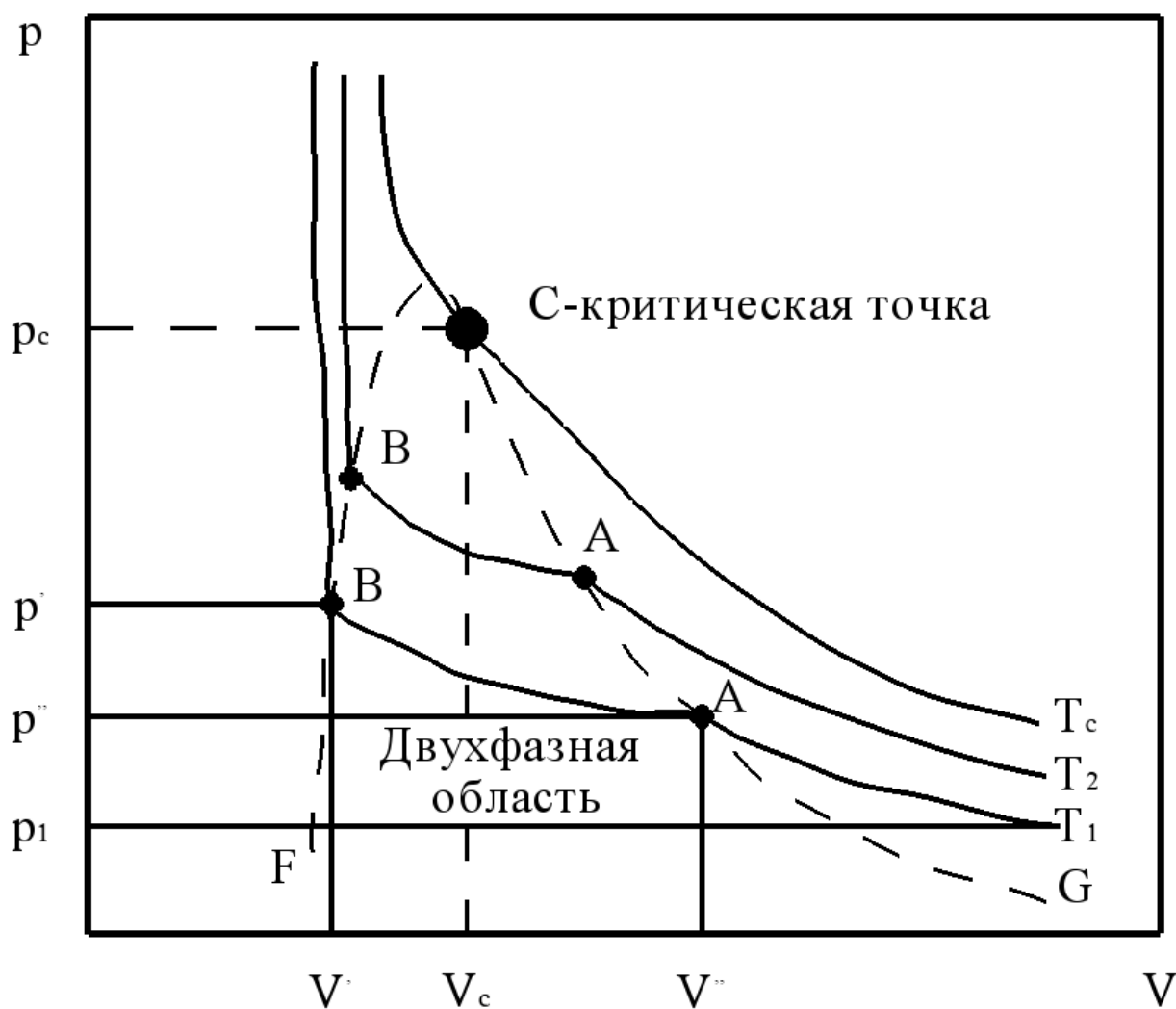


Рисунок 11 – Фазовая диаграмма «давление – удельный объем» бинарной системы при  $T_1 < T_2 < T_c$  [17]

При увеличении начальных давлений газовой фазы, которая в процессе сжатия становится насыщенным паром с уменьшением удельного объема. В

точке  $A$  давление возрастает до значения начала конденсации смеси. Состав этой капли жидкой фазы отличается от состава пара. Точка  $A$  – точкой росы.

При дальнейшем сжатии происходит изменение составов пара и жидкости. Уменьшается масса пара, а масса жидкости увеличивается. При всех изменениях общая масса и состав системы не меняются.

При переходе системы в точку  $B$ , где она находится в жидком насыщенном состоянии, в ней почти не осталось газа, состав которого отличается от состава всей смеси. Точка  $B$  называется точкой начала кипения или парообразования, так как, если рассматривать не сжатие, а процесс расширения, то в этой точке происходит выделения из жидкости первого пузырька [17].

Эти процессы справедливы для увеличения температур смеси, но до температуры начала конденсации  $T_c$ . В точке  $C$  при температуре  $T_c$  и давлении  $p_c$  различие в составах и свойствах равновесных фаз исчезает. Температура  $T_c$  и давление  $p_c$ , при которых исчезает различие в составах и свойствах равновесных фаз смеси заданного состава, называются критическими температурой и давлением, а сама точка  $C$  – критической точкой. Критическая точка для любой смеси может быть только одна.

Кривые  $AC$  и  $BC$ , пересекающиеся в критической точке  $C$ , являются границами области возможного существования двухфазной системы определённого состава в состоянии парожидкостного равновесия [17].

При давлении, меньшем  $p_c''$ , смесь находится в газовом состоянии. При этом давлении вся смесь является насыщенным паром, из которого выделяется первая капля жидкой фазы. В составе этой капли жидкости мольная доля компонента 1 равна  $x_1$ . Дальнейший рост давления приводит к непрерывному увеличению доли жидкой фазы, состав которой характеризуется повышением доли компонента 1 от  $x_1$  при давлении  $p_c''$  до  $\eta_{1e}$  и при давлении  $p_c'$ . При давлении  $p_c'$  вся смесь становится насыщенной жидкой фазой. При любых более высоких давлениях смесь находится в жидком состоянии. Если рассматривать процесс изотермического снижения

давления смеси, то при давлении  $p_e'$  из нее выделится первый пузырек пара, в составе которого доля компонента 1 составит  $y_1$ . Следовательно,  $p_e'$  - давление начала кипения системы (рисунок 12).

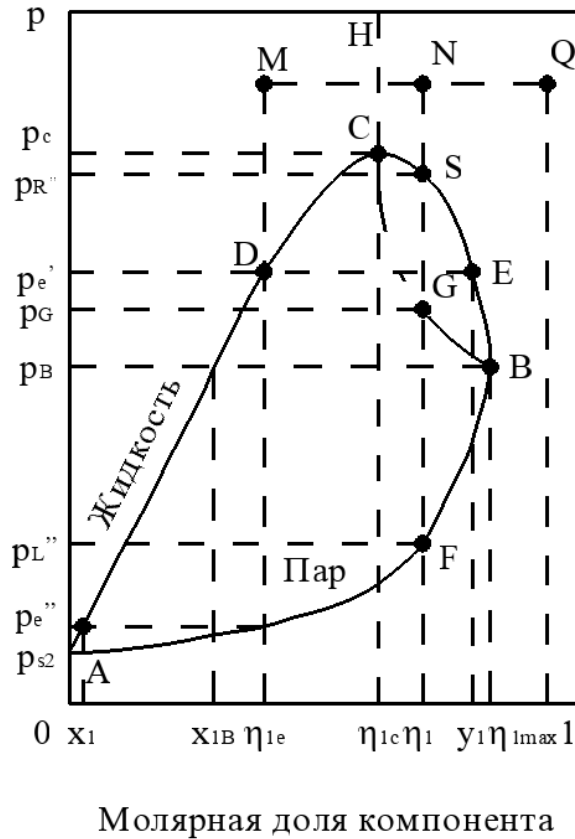


Рисунок 12 – Фазовая диаграмма «давление – состав» бинарной системы при  $T_1 < T < T_{c2}$  [17]

При увеличении давления от давления начала конденсации  $p_e''$  до  $p_B$  доля компонента 1 растет от  $\eta_{1e}$  до  $\eta_{1max}$ , а при дальнейшем повышении давления – уменьшается [17].

В случае, когда в двухфазной смеси мольная доля компонента 1  $\eta_1$  находится в интервале  $\eta_{1c} < \eta_1 < \eta_{1max}$  (рисунок 12). До давления, соответствующего точке  $G$ , процесс его увеличения протекает аналогично описанному выше. Однако при дальнейшем росте давления количество жидкости не увеличивается, а уменьшается, т.е. происходит обратный процесс. При достижении давления, соответствующего точке  $S$ , вся смесь превращается в насыщенный пар, а при любом более высоком давлении она находится в газовом состоянии.

Для подобных смесей существуют две точки начала конденсации: в области прямых явлений (точка  $F$  для состава  $\eta_1$ ) и в области обратных или, как их еще называют, ретроградных явлений (точка  $S$  для состава  $\eta_1$ ). Кривая прямых точек росы –  $AFB$ , кривая ретроградных точек росы –  $BESC$ .

Для рассматриваемых смесей в диапазоне давлений  $p_v < p < p_c$  существует давление, при котором количество жидкости в системе достигает максимума. Это значение давления называется давлением максимальной конденсации. Заштрихованная кривая  $CGB$  (рисунок 12) – вокруг давлений максимальной конденсации для всего диапазона изменений состава бинарной смеси.

Вне области  $ADCSEBFA$  бинарная система при данной температуре может находиться только в однофазном состоянии. В околоскритической области и при высоких давлениях не существует четкого разграничения между жидкой и газовой фазами по их свойствам. Поэтому считают, что при давлениях выше критического давления смеси  $p_c$  условная граница между жидким и газовым состояниями проходит через критический состав смеси. На рисунке 12 пунктирным отрезком  $CH$  обозначена часть этой условной границы, начинающейся в критической точке  $C$ . Если состав смеси и давление соответствуют точке  $M$ , то смесь находится в жидком состоянии. Если увеличить в составе смеси мольную долю компонента 1 при постоянном давлении, то после перехода условной границы  $CH$  смесь будет находиться в газовом состоянии. Переход из жидкого состояния в газовое происходит плавно, без образования поверхностей раздела между фазами [17].

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА**

### **2.1 Динамика изменения температурных значений в процессе добычи и подготовки газа**

Во время добычи газа может происходить изменение температуры по следующим причинам:

- адиабатическое расширение: при добыче газа его давление уменьшается, что приводит к расширению газа и охлаждению;
- изменение температуры окружающей среды.

При подготовке газа температура может меняться в зависимости от процесса его обработки. Газ может нагреваться или охлаждаться, или температура может оставаться постоянной.

Нагревание газа может происходить при его сжатии, так как работа компрессора или насоса приводит к выделению тепла.

Охлаждение газа может происходить при его расширении, что приводит к изменению температуры.

В процессах подготовки газа температура может оставаться постоянной, например, при фильтрации газа для удаления тяжелых углеводородов из его состава.

#### **2.1.1 Последовательность изменения температурных значений потока газа в процессе его добычи**

В процессе добычи природного газа на его температуру влияют окружающая среда (таблица 4) и адиабатическое расширение.

При движении газа от забоя скважины до устья на его температуру влияет температура окружающей среды. На забое температура газа равна пластовой температуре. По мере приближения газа к устью на него оказывает влияние температура окружающей среды, которая значительно ниже пластовой температуры, из-за чего температура газа уменьшается.



Таблица 4 – Изменение температуры недр Земли по мере увеличения глубины

Глубина, м	Температура, °С	Геотермический градиент, °С/м
0	22,74	
500	61,69	0,0779
1000	67,59	0,0118
1500	73,29	0,0114
2000	78,84	0,0111
2500	83,19	0,0087
3000	86,54	0,0067

Основной вклад в изменение температуры газа вносит адиабатическое расширение. При прохождении газа через затрубное пространство или лифта НКТ происходит снижение давления. За счет снижения давления и расширения газа его температура уменьшается (рисунок 13).

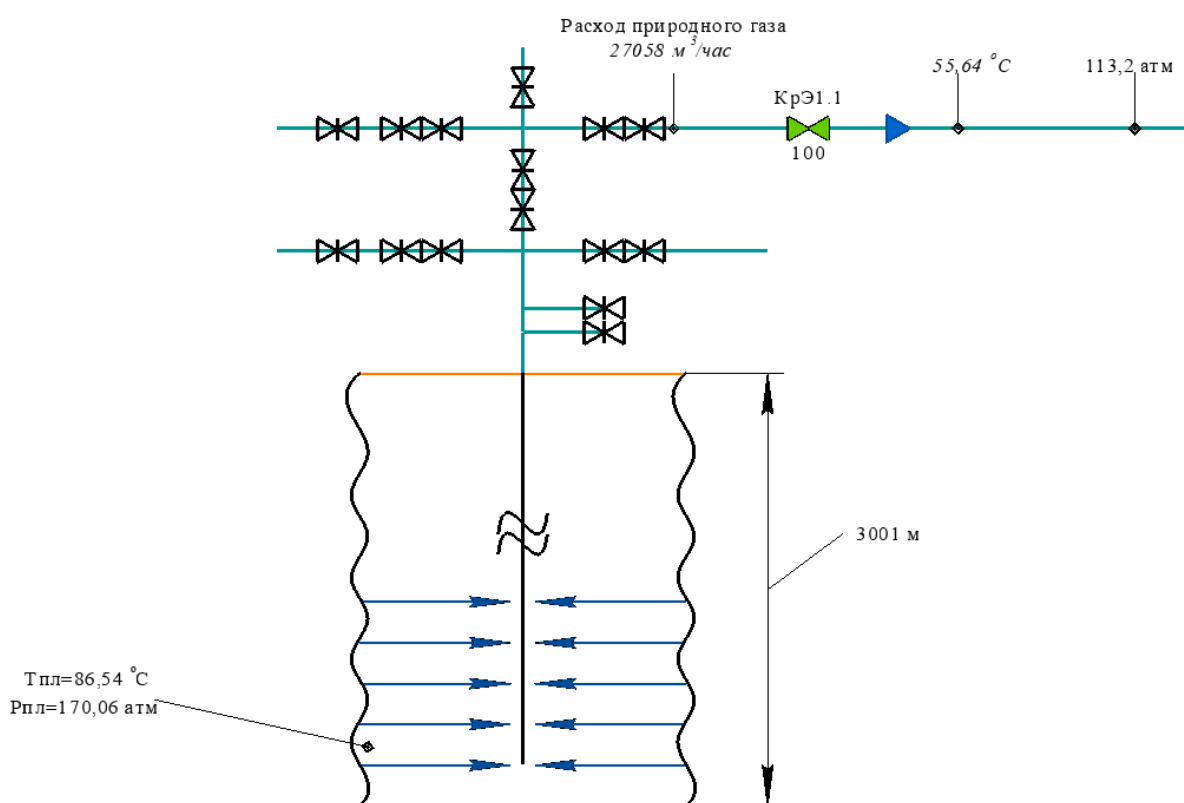


Рисунок 13 – Движение газа от забоя до устья скважины

Внутренняя энергия реального газа включает в себя кинетическую энергию теплового движения молекул и потенциальную энергию их взаимодействия. Потенциальная энергия реального газа обусловлена только силами притяжения молекул, обуславливающими внутреннее давление

(формула 8). Поэтому часть внутренней энергии, обусловленной межмолекулярным взаимодействием, может быть вычислена как работа, совершаемая по преодолению сил внутреннего давления (формула 9) [18].

$$p' = \frac{\alpha}{V^2}. \quad (8)$$

$$dU = p' dV = \frac{\alpha}{V^2} dV. \quad (9)$$

Откуда

$$U = -\frac{\alpha}{V}.$$

Знак минус в этом выражении указывает, что межмолекулярные силы, создающие внутреннее давление, являются силами притяжения. С учетом обеих составляющих внутренняя энергия реального газа выражается в виде (формула 10):

$$U = C_V T - \frac{\alpha}{V}. \quad (10)$$

Внутренняя энергия реального газа растет с повышением температуры и увеличением объема.

При адиабатическом расширении газа без совершения работы внутренние энергии газа равны. Для идеального газа при равенстве внутренних энергий температуры до расширения и после равны. В случае с реальным газом температуры будут различны (формула 11) [18]:

$$U_1 = C_V T_1 - \frac{\alpha}{V_1},$$

$$U_2 = C_V T_2 - \frac{\alpha}{V_2}.$$

$$T_1 - T_2 = \frac{\alpha}{C_V} \left( \frac{1}{V_1} - \frac{1}{V_2} \right). \quad (11)$$

При расширении  $V_2 > V_1$ , поэтому  $T_1 > T_2$ . Реальный газ при адиабатическом расширении охлаждается, при сжатии нагревается.

При прохождении газа через  $K_{\text{лр}} \Theta_{1.1}$  (дроссель) его температура снижается (рисунок 14). Это происходит из-за адиабатического дросселирования (эффект Джоуля-Томсона). Эффект Джоуля-Томсона

является положительным, так как температура газа, проходящего через дроссель, уменьшается.

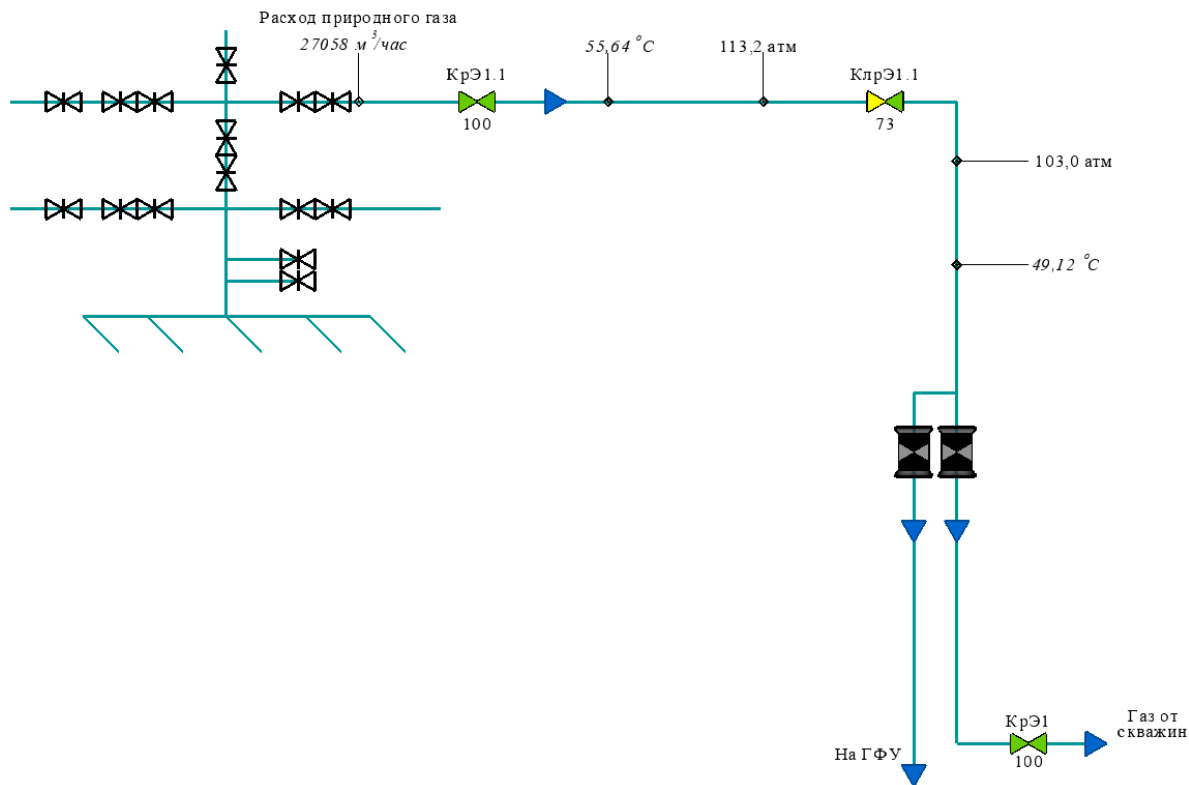


Рисунок 14 – Движение газа от устья скважины до шлейфа

При расширении реального газа увеличивается расстояние между молекулами, и совершается работа против сил межмолекулярного взаимодействия. Это определяет изменение внутренней энергии и температуры, поэтому для реального газа при дросселировании.

При дросселировании всегда имеется конечная разность давлений, изменение температуры в таком процессе будет называться интегральным эффектом Джоуля-Томсона (формула 12) [18]:

$$T_2 - T_1 = \int_{p_1}^{p_2} \frac{\Delta T}{\Delta p} \cdot dp \quad (12)$$

Знак эффекта дросселирования может быть различным.

$$\frac{\Delta T}{\Delta p} = \frac{T_2 - T_1}{p_2 - p_1} < 0.$$

В данном случае  $T_2 > T_1$ , процесс сопровождается нагреванием.

$$\frac{\Delta T}{\Delta p} = \frac{T_2 - T_1}{p_2 - p_1} > 0.$$

В этом случае  $T_2 < T_1$ , процесс сопровождается охлаждением, что соответствует прохождению газа через дроссель при его добыче.

### **2.1.2 Изменение температуры газожидкостного потока в процессе подготовки газа**

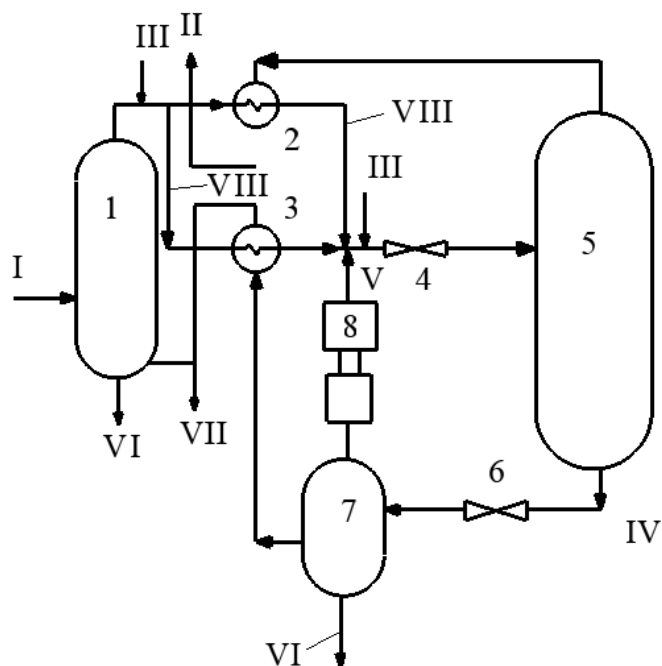
В составе природного газа, помимо метана, содержится целый спектр углеводородных соединений: этан, пропан, бутан, пентан и более тяжелые углеводороды. Для извлечения этих углеводородных компонентов из природного газа используют различные технологии отбензинивания газов. Продуктами отбензинивания является сухой отбензиненный газ (метан или метан + этан), топливный газ (метан + этан + пропан), дезтанизованный нестабильный газовый конденсат, ШФЛУ (фракция углеводородов  $C_{3+}$ ) или деметанизованный нестабильный газовый конденсат (фракция углеводородов  $C_{2+}$ ).

Для отбензинивания газов используют методы:

- низкотемпературная сепарация (НТС) углеводородных компонентов;
- низкотемпературная конденсация (НТК) или низкотемпературная конденсация и ректификация (НТКР) углеводородных компонентов;
- абсорбционное отбензинивание газов, включая НТА;
- адсорбционное отбензинивание газов.

Низкотемпературной сепарацией называется процесс однократной конденсации газа при температурах от  $-25$  до  $-10$  °С и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз. Одновременно присутствуют все компоненты сырьевого газа, но жидкая фаза состоит преимущественно из углеводородов  $C_3$ , а газовая – из метана и этана.

Технологическая схема установки НТС представлена на рисунке 15.



1 – входной модуль; 2,3 – регенеративные теплообменники; 4 – дроссель (детандер / испаритель холодильной машины); 5 – низкотемпературный сепаратор; 6 – дроссель; 7 – сепаратор; 8 – компрессор

I – природный газ; II – сухой отбензиненный газ; III – нестабильный конденсат; IV – ингибитор гидратообразования; V – газ выветривания конденсата; VI – ингибитор гидратообразования на регенерацию; VII – нестабильный конденсат; VIII – частично отсепарированный газ

Рисунок 15 – Технологическая схема установки низкотемпературной сепарации

Газ (I) поступает во входной модуль (1), его температура может варьироваться от 14 до 38 °С. Во входном модуле происходит разделение потока на частично отсепарированный газ (VIII), нестабильный конденсат (VII) и ингибитор гидратообразования (VI), которые идут на регенерацию. Частично отсепарированный газ (VIII) после входного модуля, который имеет температуру от - 2 до 10 °С, поступает на дроссель (4), где происходит снижение температуры от - 27 до - 14 °С. Далее частично отсепарированный газ поступает на низкотемпературный сепаратор (5). После отсепарированный газ поступает на регенеративный теплообменник (2). Температура на входе в межтрубное пространство от - 38 до - 28 °С, на выходе от - 21 до 2 °С. Температура на входе в трубное пространство от 24

до 30 °С, на выходе от 15 до 25 °С (рисунок 15). Температура точки росы по углеводородам СОГ - 12 °С.

Температура точки росы по углеводородам для холодного климата, согласно СТО Газпром 089-2010, должна быть не выше - 10 °С в зимний период и - 5 °С в летний период, следовательно, полученный газ в процессе НТС соответствует для поставки и транспортировки по магистральным газопроводам.

Эффективность работы установок НТС зависит от состава исходного газа, температуры и давления в низкотемпературном сепараторе.

Чем ниже температура процесса и чем больше содержание в исходном газе тяжелых углеводородов, тем больше степень извлечения последних. Для обеспечения высокой степени извлечения тяжелых углеводородов при более легком составе исходного газа требуется более низкая температура.

В ряде случаев при снижении начального давления газа перед входным сепаратором установки НТС помещают дожимной компрессор, повышающий давление газа (компрессионный метод отбензинивания), или же вместо дросселя на входе газа в низкотемпературный сепаратор помещают холодильную машину для снижения температуры газа.

Процесс НТС перерос в процесс НТК (НТКР), отличающийся более низкими температурами охлаждения потока газа (в интервале от - 120 до - 85 °С).

В целом технологические схемы процесса НТК (рисунок 16) могут различаться по числу ступеней сепарации (одно-, двух- и трёхступенчатые), по виду источников холода (с внешним, внутренним или комбинированным холодильным циклом) и по виду получаемого целевого продукта ( $C_{2+}$  и  $C_{3+}$ ).

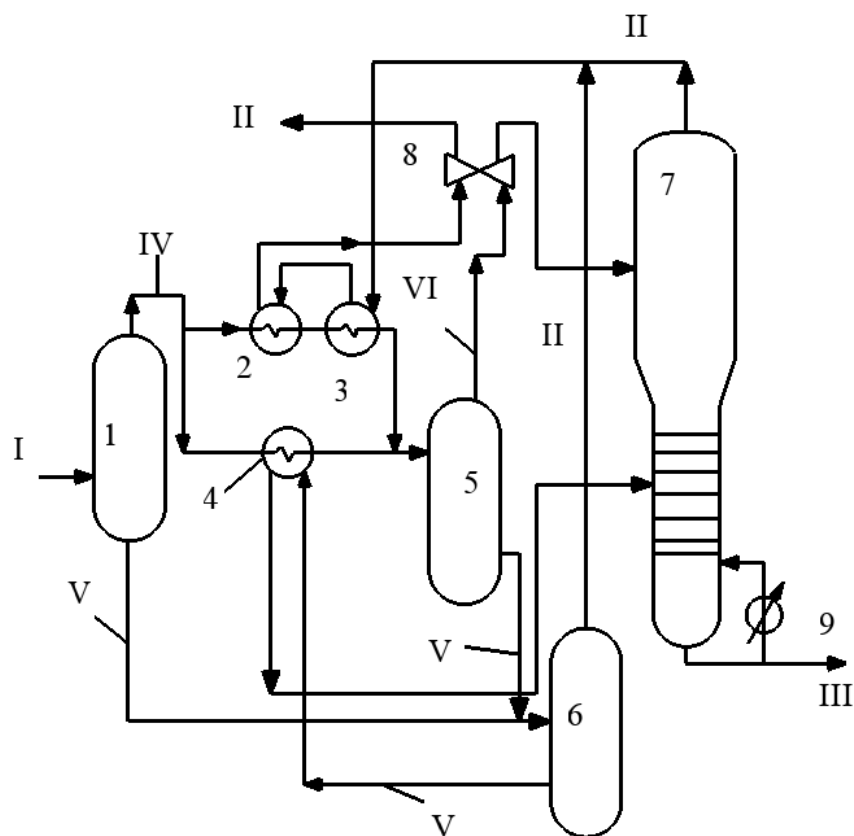
Внешний холодильный цикл (использование холодильных машин и затраты энергия из вне) может быть с однокомпонентным или многокомпонентным (смешанным) хладагентом.

Внутренний холодильный цикл (использование энергии самого перерабатываемого газа) может быть дросселированием технологических потоков и с узлом детандирования газа.

Применение для выработки холода турбодетандеров, позволяющих конденсировать внутри себя до 20 % жидкости, высокоэффективных теплообменников и теплоизоляционных материалов, снижающих потери низкотемпературного холода обеспечили процессу НТК наибольшую экономичность по сравнению с другими способами даже при низком давлении исходного газа и широком изменении его состава.

Современные турбодетандерные установки работают в широком диапазоне изменения рабочих параметров

- сырьевой газ – природный и попутный нефтяной;
- давление сырьевого газа до 11 МПа;
- температура на выходе из турбодетандера до - 120 °С;
- степень извлечения этана до 87 %, пропана до 98 %, бутана и более тяжелых углеводородов до 100 %;
- пропускная способность по сырьевому газу от 100 млн. м<sup>3</sup>/год до 15 млрд. м<sup>3</sup>/год.



- 1 – входной сепаратор; 2, 3, 4 – теплообменник; 5 – сепаратор 2-й ступени;  
 6 – сепаратор нестабильного конденсата; 7 – ректификационная колонна;  
 8 – турбодетандер; 9 – рибойлер
- I – сырьевой газ; II – товарный газ; III – углеводороды  $C_{3+}$  ( $C_{2+}$ );  
 IV – частично отсепарированный газ; V – нестабильный конденсат;  
 VI – осушенный газ

Рисунок 16 – Технологическая схема низкотемпературной конденсации с использованием турбодетандера

Газ (I) поступает во входной сепаратор (1), его температура может варьироваться от 14 до 38 °С. Во входном модуле происходит разделение потока на частично отсепарированный газ (IV) и нестабильный конденсат (V). Частично отсепарированный газ (IV) после входного сепаратора разделяется на два потока. Первый поток проходит трубное пространство теплообменников (2,3), температура газа после теплообменника (2) равна от 15 до 25 °С, после теплообменника (3) от - 17 до 5 °С. Второй поток газа проходит трубное пространство теплообменника (4), температура газа после теплообменника (4) равна от 15 до 25 °С. После осушенный газ поступает в колонну стабилизации, где подогревается от 63 до 67 °С. После отделения



тяжелых углеводородов от легких товарный газ (II) поступает в межтрубное пространство теплообменников (2,3), где охлаждается от 2 до 3 °С. Далее товарный газ (II) поступает на детандерную часть ТДА, где происходит его охлаждение от - 60 до - 40 °С (рисунок 16). Температура точки росы по углеводородам СОГ - 28 °С.

Температура точки росы по углеводородам для холодного климата, согласно СТО Газпром 089-2010, должна быть не выше - 10 °С в зимний период и - 5 °С в летний период, следовательно, полученный газ в процессе НТК соответствует для поставки и транспортировки по магистральным газопроводам.

На эффективность процесса НТК оказывает влияние давление и температура. Повышение давления увеличивает степень конденсации углеводородов, но уменьшает селективность. Снижение температуры при постоянном давлении наряду с увеличением степени конденсации приводит к увеличению степени селективности: тяжелые углеводороды переходят в жидкую фазу быстрее.

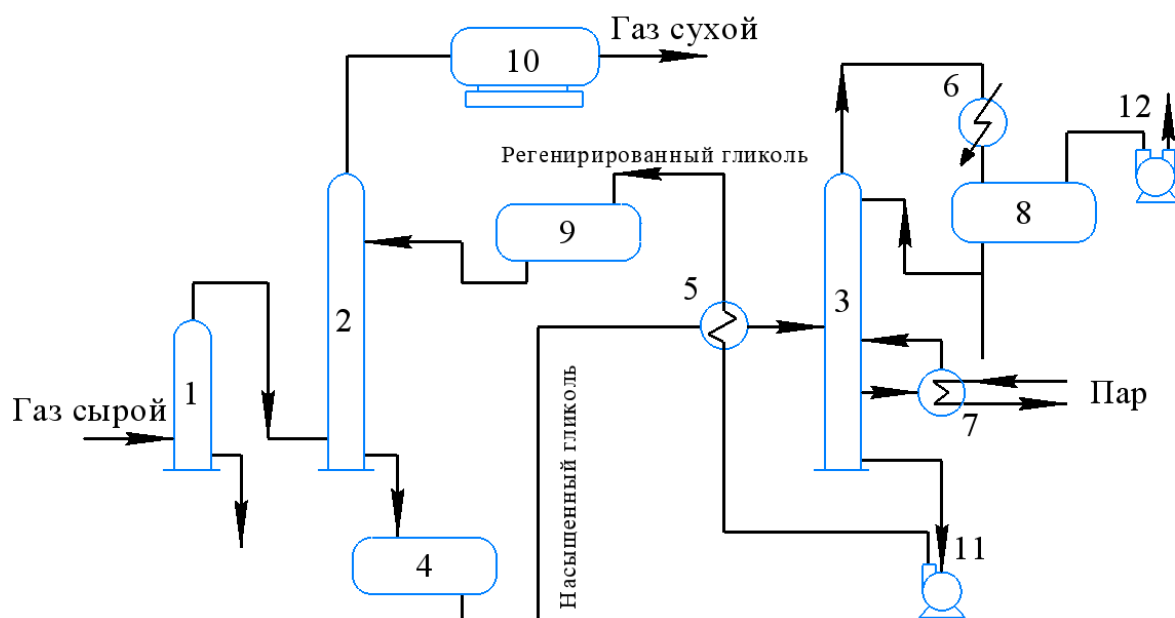
Сущность процесса абсорбции заключается в поглощении (растворении) тяжелых углеводородов газа в абсорбенте с последующей их десорбцией (отпаркой) из абсорбента. Движущей силой абсорбции является разность парциальных давлений извлекаемого компонента в газовой и жидкой фазах.

Абсорбенты для извлечения из газа тяжелых углеводородов должны отвечать следующим требованиям:

- температуры их застывания и помутнения ниже самой низкой рабочей температуры в абсорбере во избежание застывания абсорбента или резкого повышения его вязкости;
- отсутствие сернистых соединений, которые подвергаются деструкции при высоких температурах в десорбере и загрязняют товарную продукцию установки;

- отсутствие смол и механических примесей, которые загрязняют оборудование и аппараты;
- узкие интервалы кипения – не более 100 °С, предпочтительно 50 – 70 °С, для обеспечения стабильности состава абсорбента;
- высокая плотность;
- минимальное давление насыщенных паров абсорбента во избежание его потерь с отбензиненным газом;
- относительно низкая вязкость при рабочих температурах и давлениях для хорошей перекачиваемости и эффективного массообмена.

Основными факторами, влияющими на процесс абсорбции, являются температура, давление, количество теоретических тарелок в абсорбере, удельный расход (кратность циркуляции) абсорбента и скорость газа в абсорбере. Температура и давление процесса определяют константы фазового равновесия извлекаемых компонентов: с понижением температуры и повышением давления константа фазового равновесия уменьшается, тем самым увеличивается фактор абсорбции.



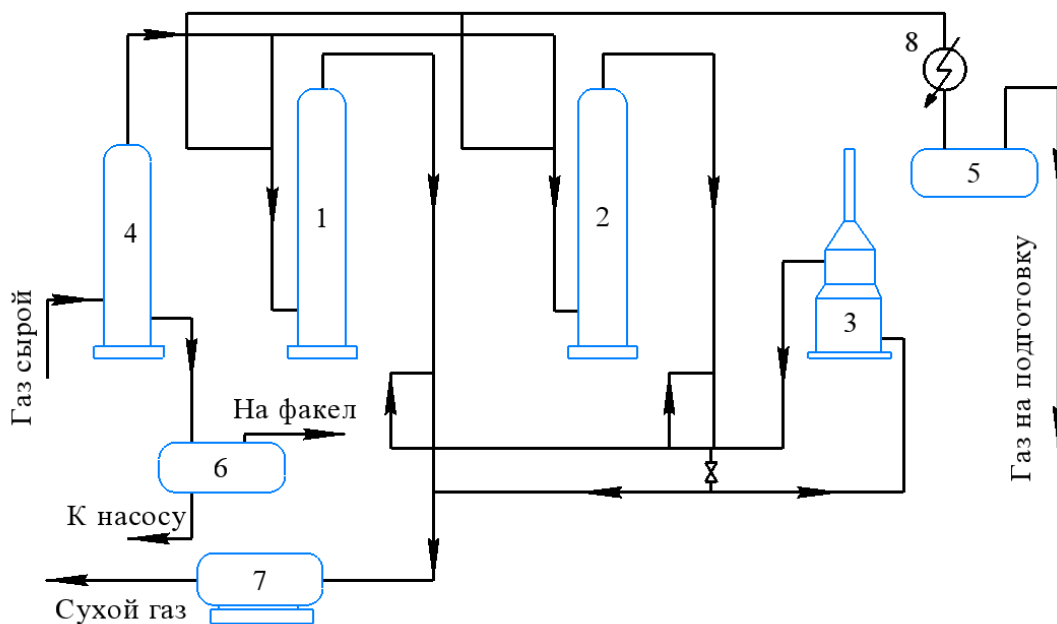
1 – входной сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – десорбер; 5,6,7 – теплообменники;  
8, 9 – емкостное оборудование; 10 – фильтр; 11, 12 – насосы  
Рисунок 17 – Принципиальная схема гликолевой осушки газа

Сырой газ после прохождения входного сепаратора 1, где от потока газа отделяется жидкость, поступать на абсорбер 2, имея температуру от 30 до 45 °С. Вышедший газ из абсорбера при температуре 46,7 °С поступает на фильтр 10, где происходит дополнительная очистка газа. После фильтра сухой газ поступает в магистральный трубопровод для доставки потребителю, заказчику (рисунок 17).

Глубина осушки газа сильно зависит от концентрации гликоля, с которым газ контактирует в абсорбере. Максимально возможная концентрация гликоля, которой можно достичь, равна 97 %. Большую концентрацию гликоля получить невозможно, этому препятствует термическая десорбция воды, вследствие которой происходит разложение диэтиленгликоля при 164 °С и триэтиленгликоля при 206 °С.

Абсорбция гликолем с концентрацией гликоля 96-97 % позволяет достичь депрессии точки росы осушаемого газа равную 30 °С. Увеличение концентрации гликоля до 99,5 % позволяет, значению депрессии точки росы вырасти до 90 °С. Для стадии регенерации насыщенного влагой гликоля применяются в установках процесс вакуумной десорбции. Процесс протекает при температуре около 200 °С. и давлении около 0,7 атм.

Технологический процесс адсорбционной осушки газа заключается в избирательном поглощении порами поверхности твердого адсорбента молекул воды из газа, с последующим извлечением их из пор посредством применения внешних воздействий. В качестве адсорбентов применяют: оксиды алюминия, синтетические цеолиты, силикагели.



1,2 – адсорберы; 3 – подогреватель; 4 – первичный сепаратор; 5 – емкостное оборудование; 6 – разделитель; 7 – фильтр; 8 – холодильник  
 Рисунок 18 – Принципиальная технологическая схема установки подготовки природного газа методом адсорбционной осушки

Сырой газ входного арматурного блока с давлением 9,3 МПа и температурой 7 – 32 °С поступает во входной (первичный) сепаратор 4, где от него отделяется жидкая фаза, далее влажный газ поступает в адсорбер 1, предназначенный для глубокой осушки газа (точка росы по воде до - 80 °С. Такая степень осушки газа необходима для последующего извлечения конденсата при температуре - 60 °С без использования метанола. Далее осушенный газ при температуре 25 °С, пройдя фильтр 7 для улавливания уносимых частичек адсорбента, поступает в магистральный газопровод или подается потребителю (рисунок 18).

Одновременно два адсорбера работают в режиме извлечения воды из исходного газа при давлении 9,0 МПа и температуре 25°С в течение 18 часов, один - в режиме регенерации цеолита, при давлении 3,0 МПа, путем продувки горячим осушенным газом регенерации с температурой 300°С в течение 8 часов и один – в режиме охлаждения адсорбента за счет продувки

холодным осушенным газом в течение 8 часов. Полный цикл адсорбера составляет 36 часов.

Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д.

## **2.2 Выбор технологического решения, направленного на изменение температуры газожидкостного потока**

Для обеспечения непрерывного технологического процесса добычи и подготовки газа необходимо регулировать и контролировать основные параметры:

- температуру;
- давление;
- обводненность;
- компонентный состав добываемого газа.

### **2.2.1 Методы изменения температурных значений скважинного потока в процессе добычи газа**

Для регулирования температурного режима в процессе добычи газа используются дроссели, которые могут изменять давление, вследствие чего меняется и температура добываемого газа. Также с помощью дросселя можно регулировать скорость потока газа.

Дроссели для газовых скважин могут быть различных типов и конструкций, в зависимости от требований к эксплуатации и условий работы. По способу управления они могут быть ручными, пневматическими или электрическими.

Принцип функционирования арматуры, которая используется для контроля давления рабочей среды, заключается в уменьшении пропускного отверстия. Оно происходит с помощью запорного механизма, приходящего в движение благодаря приводу клапана. В результате объем транспортируемых продуктов уменьшается, а уровень давления падает.

При выборе арматуры, которая регулирует перемещение рабочей среды, нужно обращать внимание на следующие параметры оборудования:

- условный диаметр прохода;
- рабочее и пробное давление;
- пропускную способность.

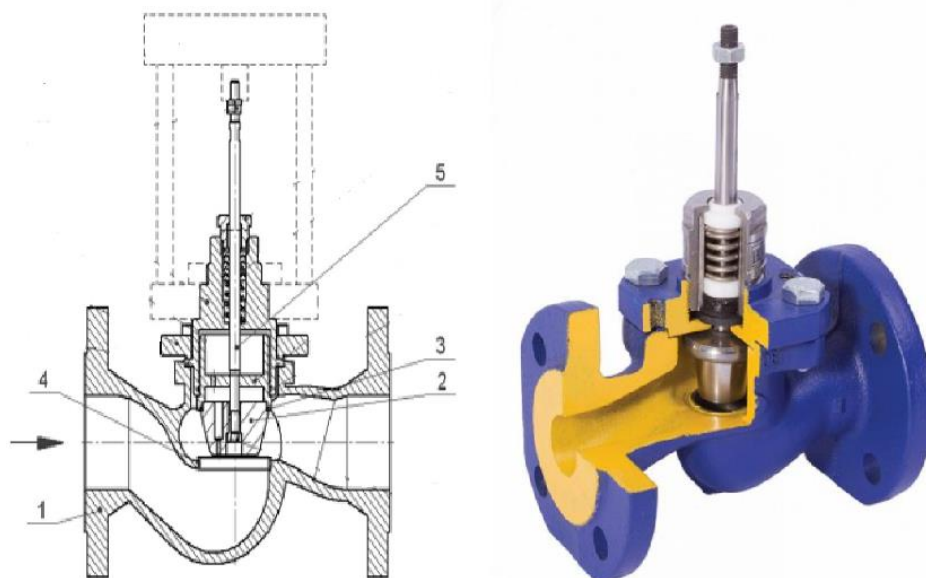
К важным параметрам регулирующей арматуры относятся материалы, которые необходимы для изготовления оборудования, а также вид привода.

По типу затворного механизма арматура для контроля давления разделяется на следующие устройства:

В арматуре с седельным клапаном (рисунок 19) функции рабочего элемента клапана выполняет плунжер, который по своей конструкции бывает тарельчатым, игольчатым или стержневым. Он передвигается через одно или два седла арматуры, уменьшая ее проходное сечение. Односедельные модели устанавливают на трубопроводы малого диаметра, а клапаны с двумя седлами востребованы на магистралях значительных размеров.

Технические характеристики:

- условный диаметр: от 15 до 200 мм;
- номинальное давление: от 16 до 25 атм;
- температурные значения рабочей среды: от - 10 до 150 °С;
- температурные значения окружающей среды: от - 15 до 50 °С;
- рабочая среда: вода, водный раствор гликоля;
- пропускная способность: от 0,25 до 900 м<sup>3</sup>/ч [19].

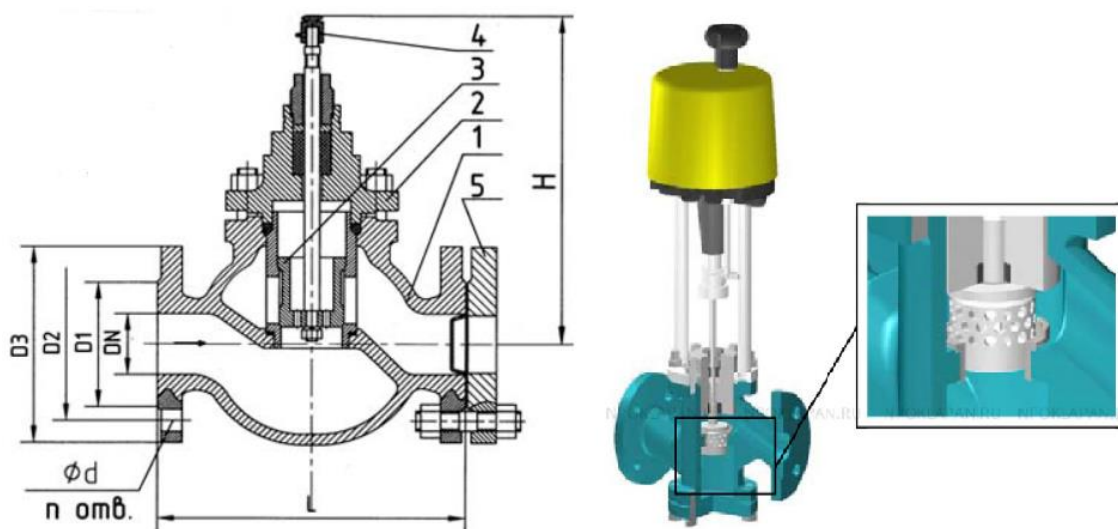


1 – корпус; 2 – плунжер; 3 – уплотнительное кольцо; 4 – седло; 5 – шток  
Рисунок 19 – Седельный клапан

При использовании арматуры контроль и регулировка давления с клеточным клапаном (рисунок 20) в трубопроводе происходят за счет затвора, который имеет форму полого цилиндра с радиальной перфорацией. Он двигается по клетке, выполняющей функции направляющего элемента и пропускного узла. Благодаря нюансам конструкции клеточные клапаны отличаются малой вибрацией и небольшим уровнем шума.

Технические характеристики:

- условный диаметр: от 50 до 600 мм;
- номинальное давление: от 16 до 420 атм;
- температурные значения рабочей среды: от - 196 до 565 °С;
- температурные значения окружающей среды: от - 50 до 50°С;
- рабочая среда: нефть, газ и вода;
- пропускная способность: от 8,6 до 6020 м<sup>3</sup>/ч [20].



1 – корпус; 2 – крышка; 3 – плунжер; 4 – захват; 5 – комплекс монтажных частей

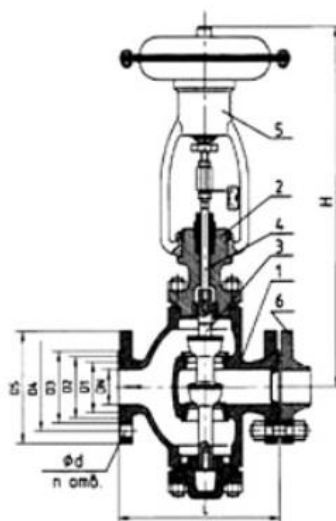
Рисунок 20 – Клеточный клапан

В арматуре с мембранным клапаном (рисунок 21) перекрытие сечения трубопровода происходит с помощью мембраны, изготовленной из эластичной резины или фторопласта. Мембранные клапаны выпускаются с гидравлическим или пневматическим приводом, который бывает встроенным или выносным.

Технические характеристики:

- условный диаметр: от 15 до 80 мм;
- номинальное давление: от 16 до 40 атм;
- температурные значения рабочей среды: от - 40 до 350 °С;
- температурные значения окружающей среды: от - 15 до 50°С;
- рабочая среда: хлор, воздух, вода, щелочь, перекись водорода, рассол азота;
- пропускная способность: от 0,1 до 160 м<sup>3</sup>/ч [21].





1 – корпус; 2 – ребристая крышка; 3 – плунжер; 4 – шток;  
 5 – мембранный исполнительный механизм; 6 – комплект монтажных частей  
 Рисунок 21 – Мембранный клапан

Рассмотрев запорные устройства регулирующих клапанов, можно сделать вывод, что для газонефтедобывающей промышленности больше всего подходит регулирующие устройства с клеточным клапаном, так как технические характеристики позволяют работать с высоким давлением, низкой температурой и агрессивной средой.

Учитывая все трудности и проблемы при добыче газа и газового конденсата, а именно поддержания температурного режима скважины, сложность в освоении скважин после капитального ремонта, стабильная эксплуатация фонда скважин при постоянном снижении пластового давления, были проанализированы оптимальные методы стабилизации работы фонда добывающих скважин для нефтегазоконденсатных месторождений [22].

Основным методом удаления жидкости и стабилизации температуры газа на нефтегазоконденсатных месторождениях является, продувка скважин на горизонтальную факельную установку (рисунок 22). Данный метод прост, но и такому методу свойственны некоторые недостатки в виде:

- не полного удаления жидкости с забоя;
- периодически возрастающей разницы пластового и забойного давления на пласт, которая приводит к разрушению ПЗП;

- загрязнение окружающей среды;
- вынужденные потери газа и конденсата при сжигании.



Рисунок 22 – Горизонтальная факельная установка

При контроле над параметрами фонда добывающих скважин выявляют скважины, которые начали отклоняться от нормального режима работы. Подобные скважины характеризуются накоплением жидкости в колонне НКТ скважины и на забое скважины, что приводит к образованию гидратных пробок. Изменение работы скважин заметно по значению параметров работы: давление в затрубном пространстве и температуре. Давление в затрубном пространстве возрастает, температура на устье скважины падает.

Технические характеристики:

- сжигаемая среда: природный газ с содержанием углекислого газа до 25%, сероводорода до 32%, с остатками бурового раствора, промывочной жидкости, пластовой воды, углеводородного конденсата;
- расход сжигаемой среды: от 20833 до 41670 м<sup>3</sup>/ч;
- температура окружающей среды: от - 60 до 70 °С.

Для стабилизации температуры добываемого газа необходимо его отжигать примерно в течение 2 часов. За время данной операции теряется примерно 54 тыс. м<sup>3</sup>/час газа. Данные потери характерны только для одной скважины.

## 2.2.2 Методы изменения температурных значений скважинного потока в процессе подготовки газа

В процессе транспортировки природного газа от кустовой площадки до установки комплексной подготовки газа необходим контроль над температурой транспортируемого газа. Это требуется для оптимальной работы УКПГ. Излишне высокая температура газа на выходе станции, с одной стороны, может привести к разрушению изоляционного покрытия трубопровода, а с другой стороны – к увеличению энергозатрат на его компримирование. Также это необходимо для предотвращения размораживания грунта в зоне вечной мерзлоты, что может привести к аварийным ситуациям с разрывом газопровода.

Для охлаждения транспортируемого газа от кустовой площадки до УКПГ необходимо применять станции охлаждения газа (рисунок 23).

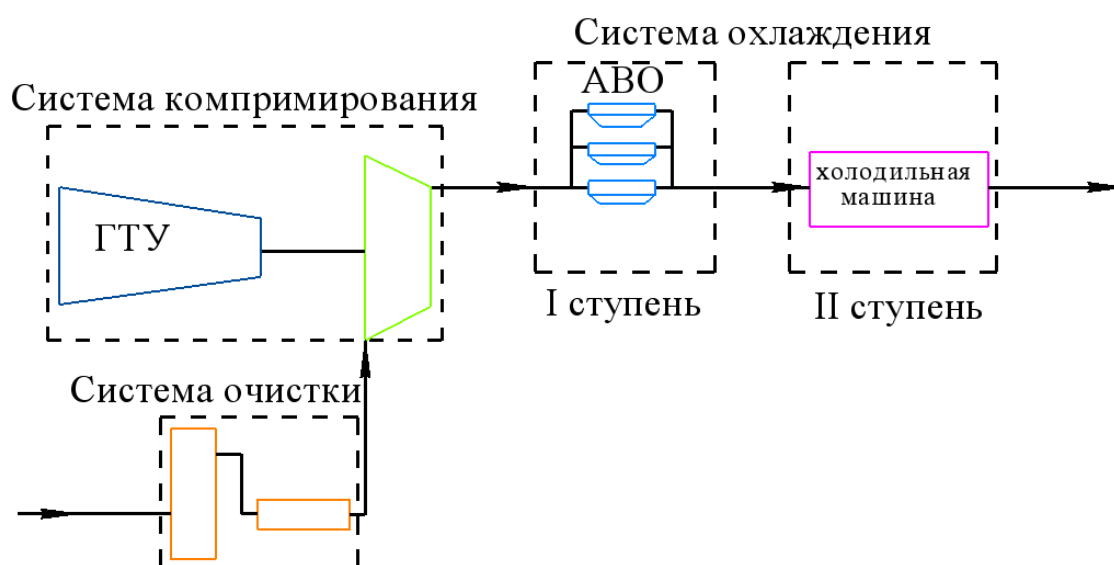


Рисунок 23 – Схема компрессорной станции с двухступенчатой системой охлаждения природного газа при использовании холодильных машин

При работе КС по этой схеме природный газ после очистки и компримирования поступает в первую ступень системы охлаждения, оснащенной АВО, а затем во вторую ступень, оснащенную холодильной машиной, в которой и происходит охлаждение природного газа до

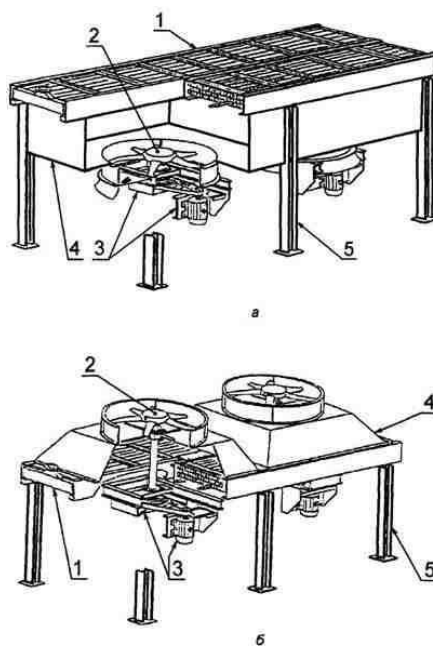
требуемого значения температуры на входе в линейный участок. В качестве второй ступени системы охлаждения газа на КС в районах многолетнемерзлых грунтов могут также использоваться турбодетандеры, при расширении газа в которых также обеспечивается понижение его температуры до требуемого уровня. При этом мощность, вырабатываемая в турбодетандере при расширении газа, может использоваться для привода генератора электрической энергии.

При температуре окружающей среды (в зимний период) - 10 °С и ниже для охлаждения природного газа достаточно использовать АВО (I ступень). При более высоких температурах окружающей среды (в летний период) необходимо использовать холодильные машины (II ступень).

В первую очередь, когда природный газ поступает на УКПГ, он проходит пробкоуловители, где происходит отделение жидкости и механических примесей из газового потока. После газ чего поступает в блоки воздушных холодильников и теплообменники для дополнительного охлаждения, чтобы обеспечить более низкую температуру на входе в ТДА или дроссель. Такое понижение температуры обеспечивает максимальной степени извлечения тяжелых углеводородов из природного газа.

Аппарат воздушного охлаждения (АВО) представляет собой теплообменный аппарат, состоящий из следующих основных частей:

- теплообменной поверхности (теплообменная секция);
- системы подачи воздуха, включающей вентилятор с приводом от электродвигателя, диффузор с коллектором;
- опорной металлоконструкции.



а – аппарат нагнетательного вида; б – аппарат вытяжного вида  
 1 – теплообменная секция; 2– колесо вентилятора; 3 – привод вентилятора;  
 4 – диффузор с коллектором; 5 – металлоконструкция  
 Рисунок 24 – Конструкция аппарата воздушного охлаждения

По способу принудительной подачи охлаждающего воздуха на теплообменную поверхность аппараты подразделяют на два вида:

- нагнетательный (рисунок 24 а);
- вытяжной (рисунок 24 б).

По условиям эксплуатации аппараты могут быть снабжены дополнительными устройствами, обеспечивающими рециркуляцию нагретого в теплообменных секциях воздуха, для предотвращения переохлаждения продукта в зимнее время. По этому признаку аппараты подразделяют следующим образом:

- без рециркуляции;
- с внутренней рециркуляцией через соседний вентилятор;
- с внешним коробом для рециркуляции.

Аппараты воздушного охлаждения характеризуются простотой обслуживания и высокой надежностью работы, исключающей необходимость установки резервных аппаратов. В случае остановки вентилятора аппараты воздушного охлаждения могут работать с нагрузкой

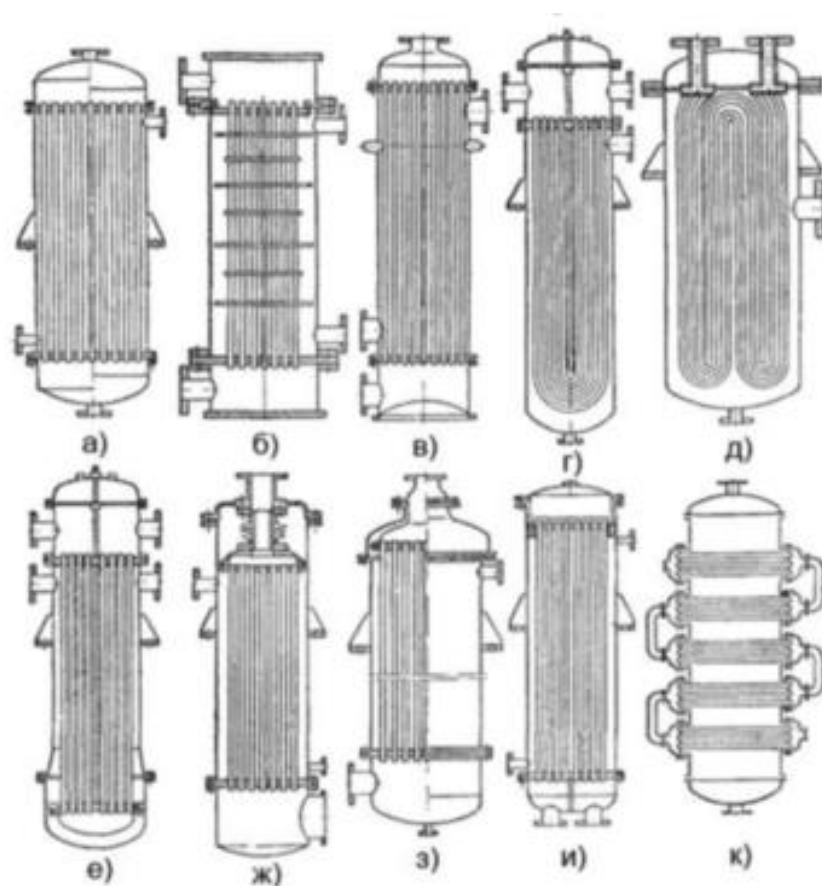
25-30 % от расчетной благодаря естественной тяге. Из-за низкой тепловой инерции АВО изменение количества и температур, поступающих на охлаждение потоков, резко влияет на работу аппарата.

Теплообменник природного газа предназначен для поддержания заданной температуры газа за счет передачи тепловой энергии между средами.

В процессе подготовки газа используются рекуперативные теплообменники, в которых одна поверхность стенки все время омывается одним теплоносителем, а другая – другим. Тепло от одного теплоносителя к другому передается через разделяющую их стенку из теплопроводного материала.

Кожухотрубные (кожухотрубчатые) теплообменники (рисунок 25) – наиболее распространенный тип теплообменной аппаратуры.

По ГОСТ 9929-82 [23] стальные кожухотрубные теплообменные аппараты изготовляют следующих типов: Н – с неподвижными трубными решетками; К – с температурным компенсатором на кожухе; П – с плавающей головкой; У – с U-образными трубами; ПК – с плавающей головкой и компенсатором на ней.



а) – жесткая конструкция, неподвижные трубные решетки; б) – перегородки и мембранный компенсатор; в) – линзовый компенсатор; г) – U-образные трубки; д) – W-образные трубки; е) – жесткое крепление одной трубной доски и свободное перемещение второй доски вместе с внутренней крышкой трубной системы; ж) – сильфонный компенсатор; з), и) – сальниковый компенсатор; к) – с поперечным током.

Рисунок 25 – Конструктивные исполнения кожухотрубных теплообменников

В зависимости от назначения кожухотрубные аппараты могут быть теплообменниками, холодильниками, конденсаторами и испарителями; их изготавливают одно- и многоходовыми.

Теплообменные аппараты применяются для теплообмена жидких и газообразных сред при температуре от - 60 до + 600 °С.

После предварительного охлаждения с помощью АВО и теплообменников частично отсепарированный газ поступает на ТДА и дроссель для охлаждения и извлечения нестабильного конденсата и водометанольного раствора.

Турбодетандер – расширительная машина лопаточного типа, в которой происходит расширение потока газа с совершением внешней механической

работы. Расширение газа с отводом энергии приводит к понижению давления и температуры газа.

Принцип работы ТДА заключается в следующем: газ или газовая смесь проходит через неподвижные направляющие каналы (сопла), преобразующие часть потенциальной энергии газа в кинетическую, и систему вращающихся лопаточных каналов ротора. При резком расширении газа происходит падение давления, и при совершении им механической работы вращения ротора происходит интенсивное охлаждение газа. [24].

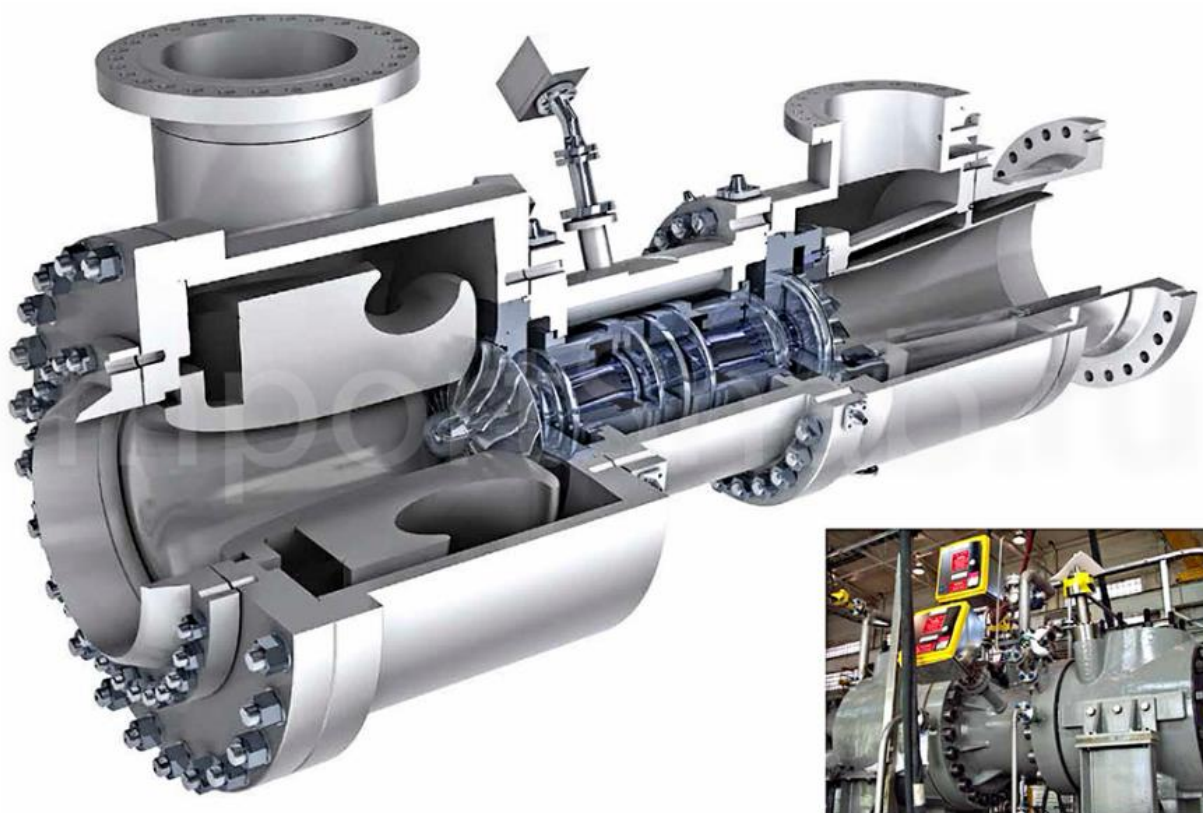


Рисунок 26 – Турбодетандерный агрегат

Эффективность ТДА как охлаждающего устройства оценивается изоэнтальпийным (адиабатическим) КПД  $\eta_s$  (формула 12), равным отношению действительного теплоперепада (разности энтальпий рабочей среды до и после турбодетандерного агрегата) к изоэнтальпийному теплоперепаду  $\Delta H_s = H_1 - H_2$  при расширении рабочей среды с начала состояния до одинакового конечного давления [24]:



$$\eta_s = \frac{H_1 - H_2}{H_1 - H_{2ад}}. \quad (12)$$

КПД ТДА зависит от изменения режима работы, от параметров рабочей среды (давления, температуры, расхода газа) и др. При оптимальных режимах работы достижимы значения КПД до 0,8 и выше. КПД снижается при наличии жидкой фазы в потоке входящего газа, а также при конденсации газа в ТДА.

Технические характеристики ТДА, выпускаемого АО «Казанькомпрессормаш»:

- производительность: до 15 млн м<sup>3</sup>/сут (625 000 м<sup>3</sup>/час);
- давление на входе: до 16 мпа (160 кгс/см<sup>2</sup>);
- температура на выходе: до - 110 °С;
- перепад температур: до 70 °С.

В процессе низкотемпературной сепарации используется эффект дросселирования природного газа. Механизм, который обеспечивает этот процесс, называется дросселем.



Рисунок 27 – Регулирующий клапан (дроссель)

Дросселирование газа означает снижение давления газа при его прохождении через дроссель, который представляет диафрагму, клапан, кран

или вентиль, и сопровождается изменением температуры. При этом происходит локальное гидродинамическое сопротивление потоку газа [25].

Во время процесса дросселирования газа в штуцере (уменьшение давления газа при постоянной энтальпии) скорость его движения замедляется, что приводит к снижению температуры на 2-4 °С за каждое понижение давления на 1 МПа.

### **2.3 Влияние осложняющих факторов на процесс добычи и подготовки газа**

Осложнения при эксплуатации газодобывающих скважин и в процессе подготовки газа на месторождениях Западной Сибири могут быть связаны со следующими причинами:

- образование гидратных пробок;
- образование коррозии.

#### **2.3.1 Влияние осложняющих факторов на изменение температурных значений скважинного потока в процессе добычи газа**

Гидраты уменьшают пропускную способность аппаратов и лифта НКТ, а также в ряде случаев приводят к их полной закупорке и прекращению подачи газа (рисунок 28).



Рисунок 28 – Отложение гидратов на стенках насосно-компрессорных труб

При достижении благоприятных термобарических условий для образования гидратных пробок, происходит уменьшение проходного сечения насосно-компрессорных труб, что приводит к уменьшению давления газожидкостного потока. При уменьшении давления происходит уменьшение температуры этого потока. Данное изменение может привести к образованию гидратных пробок на других участках лифта НКТ и устьевом оборудовании.

Образование гидратов в стволе скважины можно предупредить различными способами: подача ингибитора на забой, теплоизоляция лифтовых труб, повышение температуры газа с помощью нагревателей. Подачу метанола к скважинам требуется осуществлять за счет обустройства стационарных коммуникаций или путем монтажа оборудования для хранения ингибиторов и подачи их в скважины. По мере падения пластовых давлений и температуры следует предусмотреть подачу ингибитора гидратообразования к устью скважины по метанолопроводам от УКПГ.

К наиболее перспективным мероприятиям, направленным на предупреждение гидратообразования в условиях месторождения, относятся:

- непрерывная или периодическая подача на забой антигидратных ингибиторов (метанола, хлористого кальция);
- выбор оптимального технологического режима работы скважины;
- систематическое удаление с забоя скапливающейся жидкости;
- теплоизоляция (стекловатой) наземных частей шлейфов скважин;

Для устранения образовавшихся гидратных отложений рекомендуются следующие мероприятия:

- прекращение подачи газа на определенный период времени, достаточный для разложения гидратов;
- интенсивный обогрев мест образования гидратов или подача горячего агента непосредственно на гидратную пробку;

– подача большой порции антигидратного агента непосредственно на гидратную пробку;

– промывка горячим солевым раствором под давлением.

Метанол может подаваться на куст газовых скважин насосами производительностью до  $1,1 \text{ м}^3/\text{час}$  (рисунок 29).

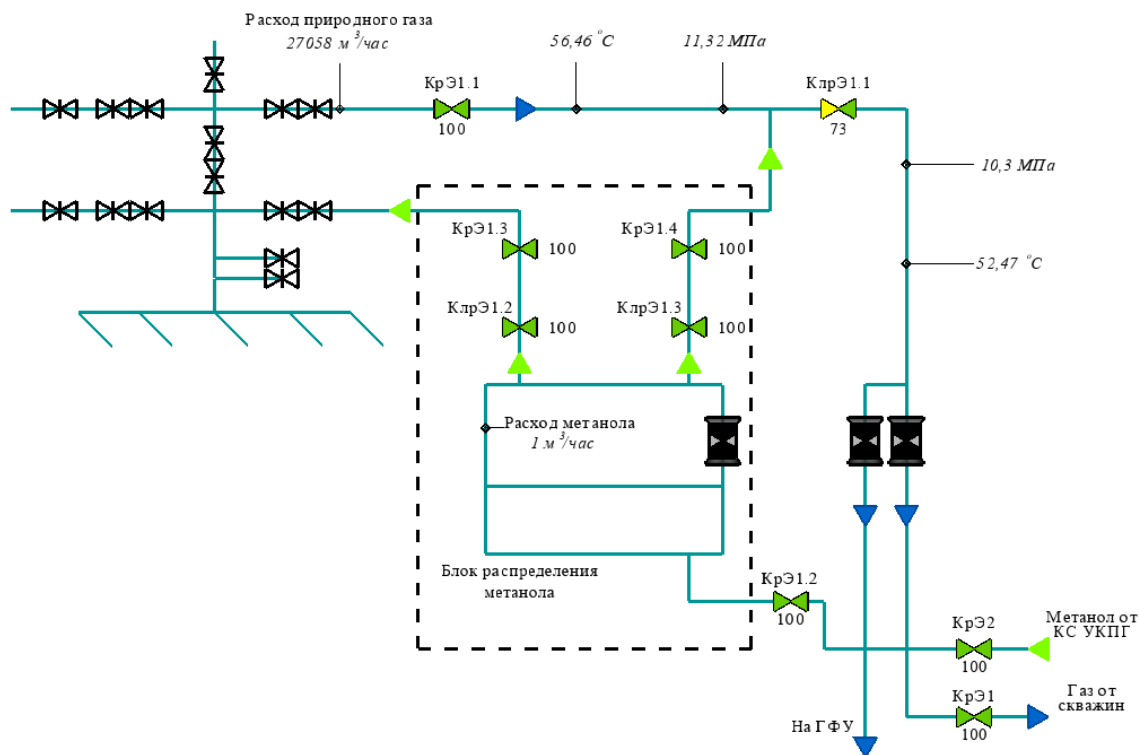


Рисунок 29 – Схема подачи метанола на газовую скважину

При борьбе с гидратообразованием путем повышения температуры газа с помощью нагревателей и промывкой горячим солевым необходимо контролировать температуру газожидкостного потока. Так как с увеличением температуры и содержанием диоксида углерода в добываемой продукции может развиваться и протекать углекислотная коррозия, которая проявляется в виде локальных повреждений, таких как язвы, питтинги, мейза-разрушения (рисунок 30).



Рисунок 30 – Примеры протекания углекислотной коррозии внутренней поверхности насосно-компрессорных труб

Основной причиной зависимости скорости коррозии от температуры, как и для всех химических реакций, является рост скорости диффузии и удельной электропроводности раствора с ростом температуры. На рисунке 31 приведены результаты лабораторных экспериментов, проведенных Н.Е. Легезиным [26].

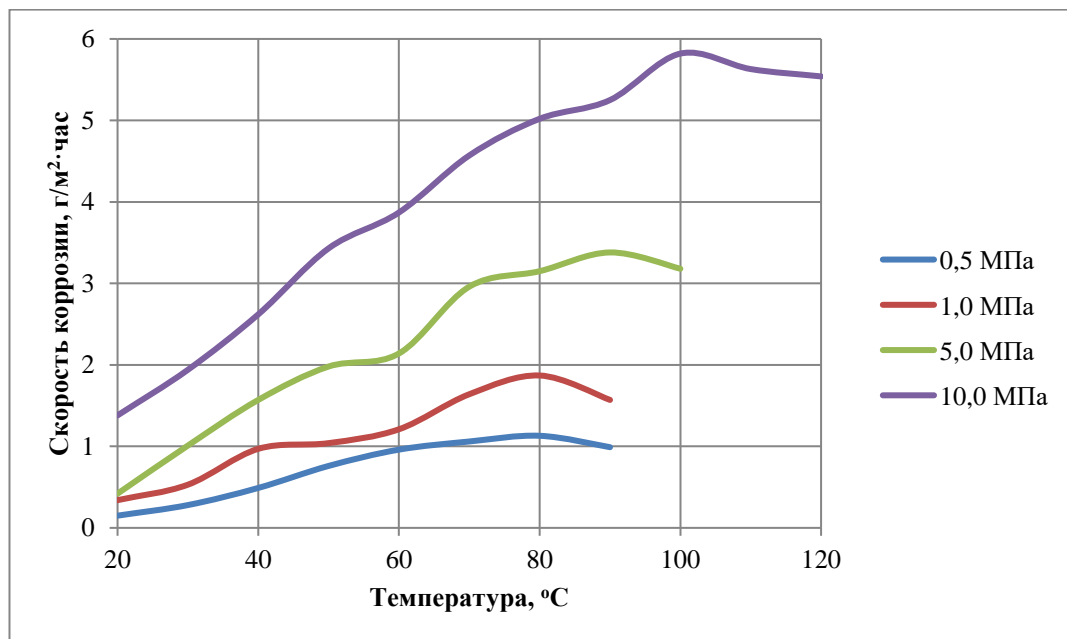


Рисунок 31 – Зависимость скорости коррозии от температуры при различных парциальных давлениях CO<sub>2</sub>

Защита промышленного оборудования от коррозии может осуществляться по нескольким направлениям:

- применение ингибиторов коррозии;

- покрытие поверхности металла стойкими железными покрытиями;
- использование полимерных материалов;
- использование прочных железных сплавов на основе нержавеющей сталей.

В настоящее время существуют два основных способа защиты от коррозии: технологические и специальные.

Технологические методы направлены на сохранение первоначально низких коррозионных свойств среды. Основная цель таких методов заключается в том, чтобы:

- избежать попадания кислорода из атмосферы и других источников;
- снизить коррозионную активность среды, удалив из нее компоненты, вызывающие коррозию (за исключением пластовой или конденсационной воды);
- обеспечить противокоррозионные условия для действующего оборудования (включая изменение конструкций и снижение механического воздействия).

К специальным способам защиты относят: применение ингибиторов коррозии, бактерицидов, неметаллических материалов, лаков и красок.

Стоит отметить, что ингибиторы коррозии подразделяются в зависимости от коррозионного реагента (сероводород, кислород, углекислота) на:

- ингибиторы сероводородной коррозии;
- ингибиторы кислородной коррозии;
- ингибиторы углекислотной коррозии;
- всеохватывающие ингибиторы (сероводородной, углекислотной и кислородной коррозии).

Также ингибиторы коррозии условно можно разделить на следующие группы в зависимости от механизма действия на коррозионно-агрессивные факторы.

1. Нейтрализаторы, коррозионные агенты. Широко распространены такие нейтрализаторы, как известковое молоко, сода и др. Нейтрализаторы обладают высокой эффективностью защиты (до 100 %), а также увеличивают теплотворную способность газа за счет нейтрализации  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ . Однако в результате нейтрализации могут образовываться нерастворимые осадки, забивая штуцера, трубопроводы и др. При значительном содержании  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$  для нейтрализации требуется большое количество данного ингибитора. Обычно при содержании  $\text{H}_2\text{S}$  в газе в количестве, при котором экономически нецелесообразно получение элементарной серы, применение нейтрализаторов приобретает практический интерес.

2. Экранирующие ингибиторы. Эффект защиты достигается за счёт образования пленки, препятствующей контакту металла с электролитом. Применяют углеводородорастворимые и водорастворимые ингибиторы [27].

### **2.3.2 Влияние осложняющих факторов на изменение температурных значений скважинного потока в процессе подготовки газа**

В процессе подготовки природного газа необходимо обеспечить постоянный температурный режим для непрерывного технологического процесса. Для обеспечения такого режима необходимо поддерживать температуру газожидкостного потока от кустовых площадок газодобывающих скважин до УКПГ выше температуры гидратообразования. Так как образование гидратных пробок в газопроводах и оборудования подготовки газа может привести к снижению давления газожидкостного потока, что приведет к снижению температуры целевого флюида.

Для понижения температуры гидратообразования на установках комплексной подготовки газа вводят антигидратный ингибитор (метанол)

перед первичной сепарацией и в блок низкотемпературной сепарации, чтобы исключить образование гидратов в процессе подготовки газа (рисунок 32). После жидкая фаза, представляющая собой смесь нестабильного конденсата и водометанольный раствор поступает в емкости/дегазаторы Д-1,2,3,4 где происходит дегазация жидкой фазы и ее разделение на углеводородный конденсат и водометанольный раствор. Далее ВМР направляется на установку регенерации метанола.

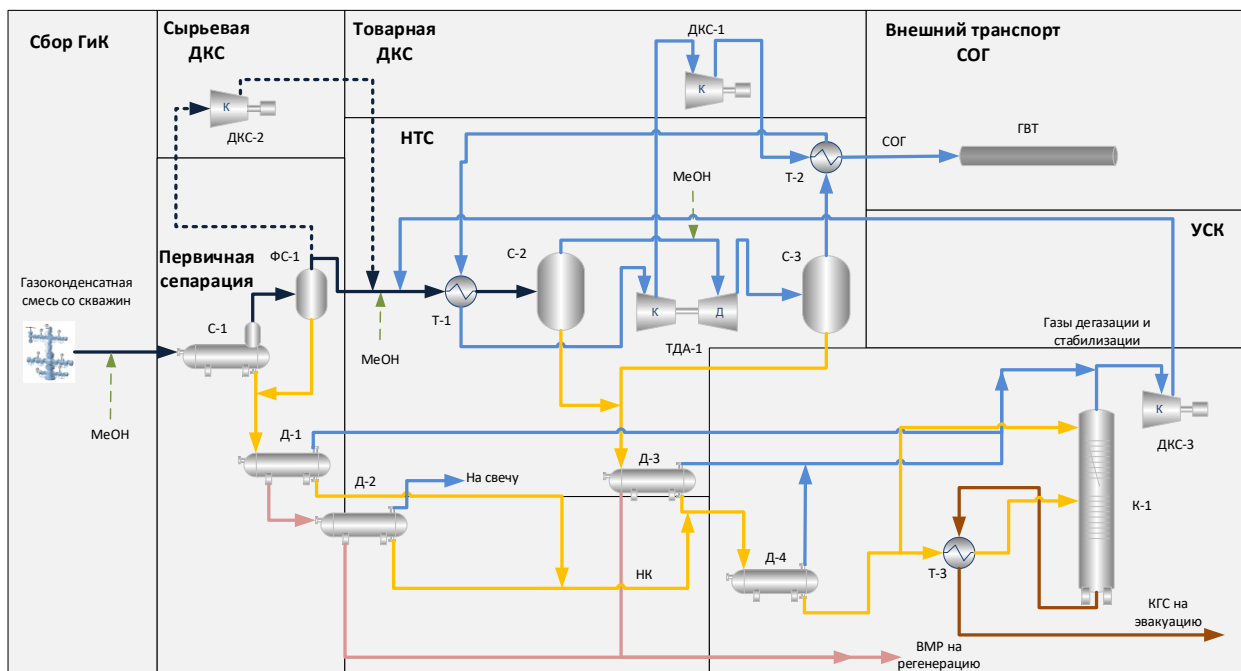


Рисунок 32 – Технологическая схема установки комплексной подготовки газа с установкой низкотемпературной сепарации

Установки регенерации метанола предназначены для восстановления высококонцентрированного метанола (95% масс.) из водо-метанольного раствора (рисунок 33).

Регенерацию метанола из водного раствора производят методами ректификации и огневой регенерации. Регенерированный метанол с содержанием воды не более 10 % массовых направляется по трубопроводу в резервуарный парк.



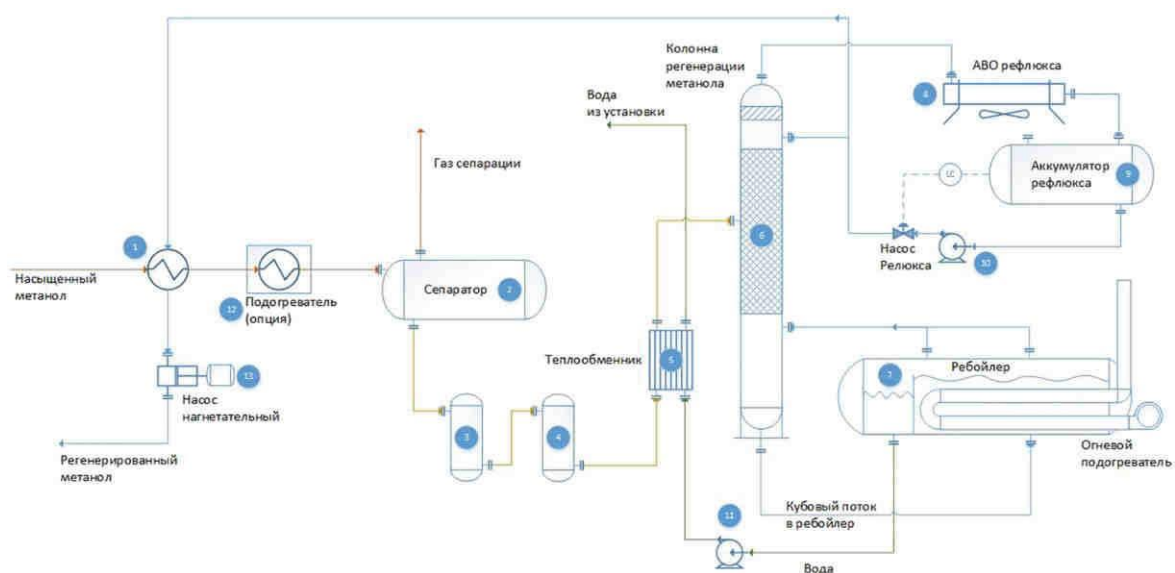


Рисунок 33 – Схема регенерации метанола

Насыщенный водо-метанольный раствор подается на установку через теплообменник предварительного нагрева (1) и далее поступает во входной сепаратор (2), где из раствора удаляются газовая фракция легкокипящих углеводородов и примеси конденсата. Выделившийся в процессе сепарации газ отводится из верхней части аппарата.

ВМР отводится из нижней части сепаратора посредством автоматического клапана и поступает в теплообменник (5), где происходит нагрев за счет теплообмена с потоком воды из ребойлера (7).

Из теплообменника (5) ВМР подается в колонну (6). Подвод тепла, необходимого для процесса регенерации, происходит в ребойлере (7). Источником тепла может быть как прямой подогреватель (газовая горелка, термоэлектрический нагреватель), так и косвенный (пар, горячее масло). Охладитель (8) обеспечивает конденсацию паров метанола с верха колонны. В аккумуляторе рефлюкса (9) предусмотрена отдельная секция от отвода углеводородных фракций.

Насосы рефлюкса (10) обеспечивают поток орошения, балансовый остаток – регенерированный метанол подается противотоком в теплообменник (1) и, далее в хранилище.

Вода из переливной секции ребойлера (7) поступает на вход циркуляционного насоса (11) и, далее, противотоком в теплообменник (5), после чего отводится за границы установки.

Также процесс подготовки газа осложняет коррозия трубопроводов и оборудования. Для предотвращения коррозионных процессов используются ингибиторы коррозии, которые подмешиваются в линии насосов подачи метанола (рисунок 32), защитное антикоррозионное покрытие и жаростойкие легированные стали.

Для предотвращения углекислотной коррозии трубопроводов и оборудования используется ингибитор коррозии типа «Инкоргаз». Расход может дозироваться по фактической коррозии, определяемой коррозионным мониторингом на входных трубопроводах УКПГ. Характеристика ингибитора коррозии представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика ингибитора коррозии типа «Инкоргаз»

Наименование показателя	Значение показателя
Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета
Щелочное число не менее, мг КОН/ г	30
Температура застывания не выше, °С	минус 50
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,810–0,890
Кинематическая вязкость: а) при 20 °С не более, мм <sup>2</sup> /с б) при минус 40 °С не более, мм <sup>2</sup> /с	15,0 500,0
Защитное действие в условиях углекислотной коррозии при концентрации 100 мг/дм <sup>3</sup> : а) в пластовой воде не менее, % б) в системе газовой конденсат/вода не менее, %	90 90
Остаточная скорость коррозии в присутствии ингибитора не выше, мм/год	0,1
Растворимость ингибитора: а) в спиртах б) в углеводородах	Растворим Растворим
Массовая доля активного вещества, %	30±3
Коррозионная агрессивность товарной формы на стали Ст 3, не выше, г/м <sup>2</sup> ·час	0,125
Время полного расслоения эмульсии «углеводород-вода» в присутствии ингибитора коррозии не более, мин	10

Применение различных защитных лакокрасочных покрытий (металлических, пластмассовых, лакокрасочных, стеклянных и др.) в

элементах газопромыслового оборудования (включая внутреннюю поверхность газопроводов и сепараторов) может быть эффективным при выявленном присутствии  $H_2S$  в газе.

Большинство эмалей содержат недефицитные и доступные материалы, такие как кварцевый песок, полевой шпат и бура в количестве 80-85% по массе.

Испытания стеклоэмалевых покрытий труб на химическую стойкость и механическую прочность показали положительные результаты по укладке на газопроводах. Эти успехи подтверждают возможность использования стеклоэмалевых покрытий для предотвращения коррозии труб на месторождениях, содержащих сероводород [27].

Также с целью коррозионной защиты применяют жаростойкое легирование и защитные покрытия.

Теория жаростойкого легирования предполагает формирование защитного слоя оксидов легирующих компонентов на поверхности защищаемого металла.

Трубы с категорией прочности P110 по API 5CT, состоящие из сплавов с содержанием 25% Cr и 35% Ni, обладают повышенной стойкостью к коррозионному воздействию в условиях с высоким парциальным давлением  $H_2S$  и при температурах до 120 °C.

Трубы категории прочности P110 по стандарту API 5CT, изготовленные из сплавов, содержащих 25% Cr, 35% Ni и 5% Mo, способны обеспечить большие преимущества при эксплуатации в месторождениях природного газа, содержащих высокие концентрации  $H_2S$ ,  $CO_2$ , хлоридов при температурах до 120 °C [27].

### 3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Изменение температурного режима в процессах добычи и подготовки газа происходит из-за влияния, как внешних факторов, так и физических процессов, которые воздействуют на добываемый флюид и формируют температурный режим потока скважинной продукции. К внешним факторам относится температура окружающей среды, а к физическим процессам – адиабатическое расширение, абсорбция и адсорбция.

Для оптимального температурного режима добычи газа используются регулирующие клапаны (дрессели), процесс работы которых основан на эффекте Джоуля-Томсона.

В процессе подготовки природного газа необходимо определить температурный режим, при котором будет достигаться максимальная степень извлечения компонентов таких как: пропан, бутан, пентан и другие тяжелые углеводороды. Степень извлечения тяжелых углеводородов представлена на рисунке 33.

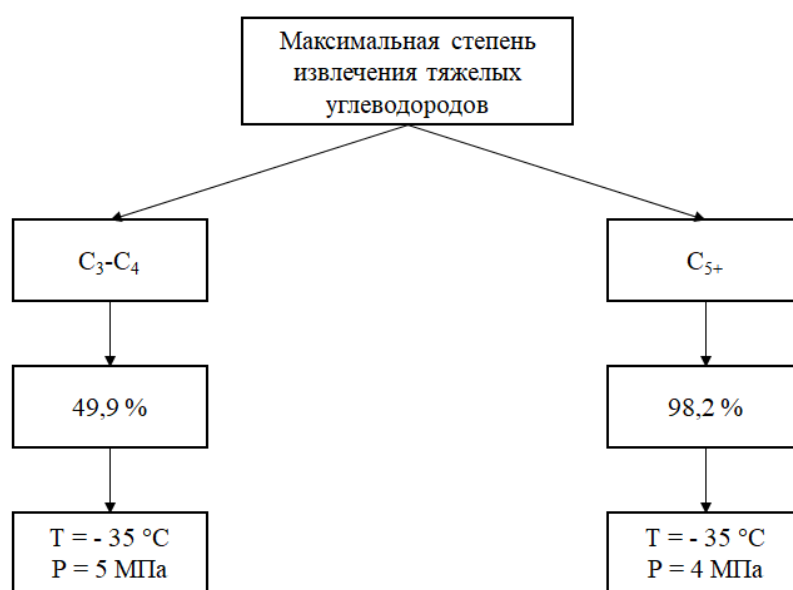


Рисунок 33 – Блок-схема определения температурного режима для максимальной степени извлечения тяжелых углеводородов

Также для постоянного технологического процесса добычи и подготовки природного газа необходимо, чтобы газ находился в однофазном состоянии. Для этого необходимо поддерживать термобарические условия для существования однофазного потока добываемого флюида. Для обеспечения данного процесса необходимо знать компонентный состав добываемого природного газа, чтобы построить фазовые диаграммы и определить критические точки существования системы в однофазном состоянии.

В процессе добычи природного газа температурные значения падают от забоя газовой скважины до её шлейфа. На это оказывает влияние температура окружающей среды в стволе скважины и адиабатическое расширение.

На забое газовой скважины температура газа равна пластовой. В процессе поднятия газа к устью скважины температура газа снижается за счет изменения температуры недр Земли. На это влияет геотермический градиент, который показывает, как изменяется температура от погружения.

Основной вклад в изменение температуры газа вносит адиабатическое расширение. При прохождении газа через затрубное пространство или лифта НКТ происходит снижение давления. За счет снижения давления и расширения газа его температура уменьшается.

В процессе подготовки газа температурные значения могут, как уменьшаться, так и увеличиваться (рисунок 34). Уменьшение температуры природного газа происходит в процессах низкотемпературной сепарации и низкотемпературной конденсации, а увеличение – в процессах абсорбции и адсорбции природного газа.

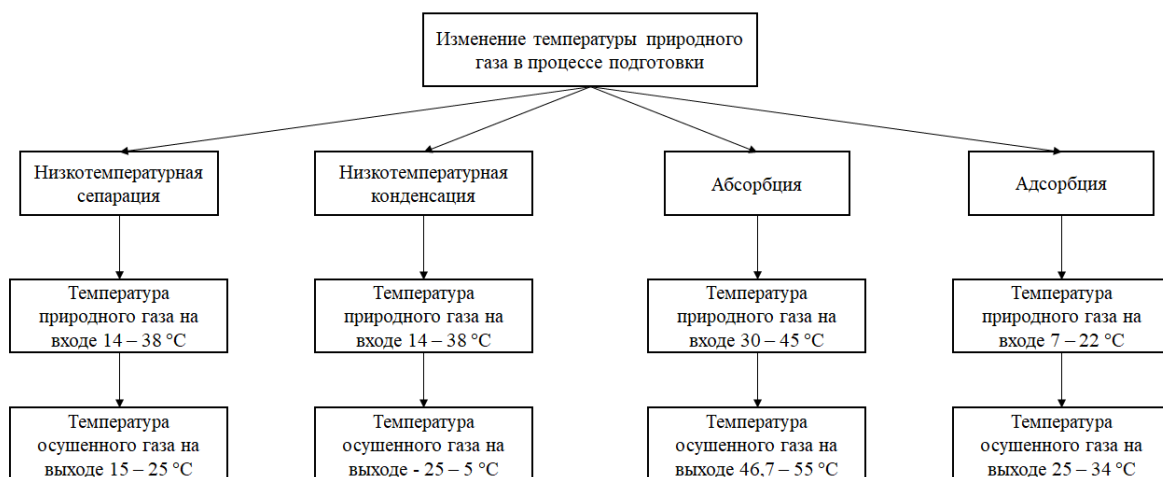


Рисунок 34 – Блок-схема изменения температуры природного газа в процессе подготовки

Применение различных технологий подготовки газа позволяют получить разные температуры точки росы по углеводородам (рисунок 35).

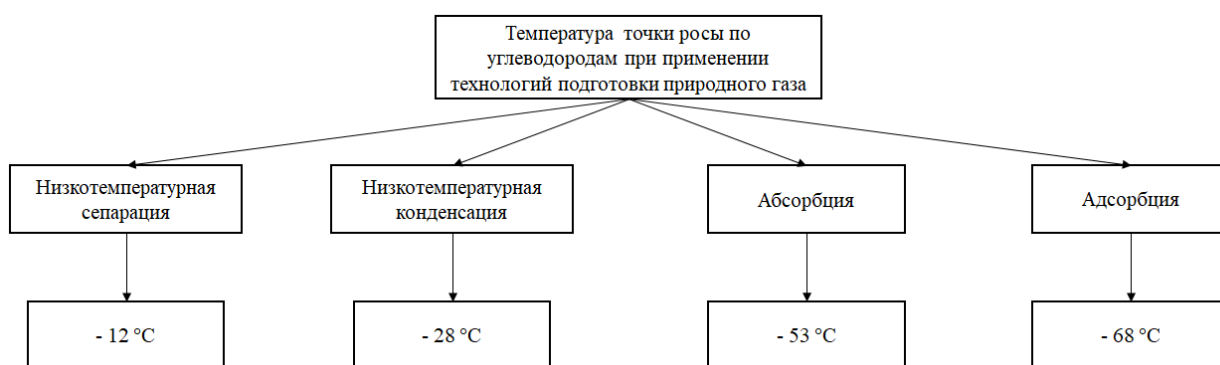


Рисунок 35 – Блок-схема температуры точки росы по углеводородам при применении технологий подготовки природного газа

Для повышения эффективности изменения температурных значений в процессе добычи газа необходимо использовать на фонтанных арматурах регулирующие клапаны (дрессели) и горизонтальные факельные установки (рисунок 36).

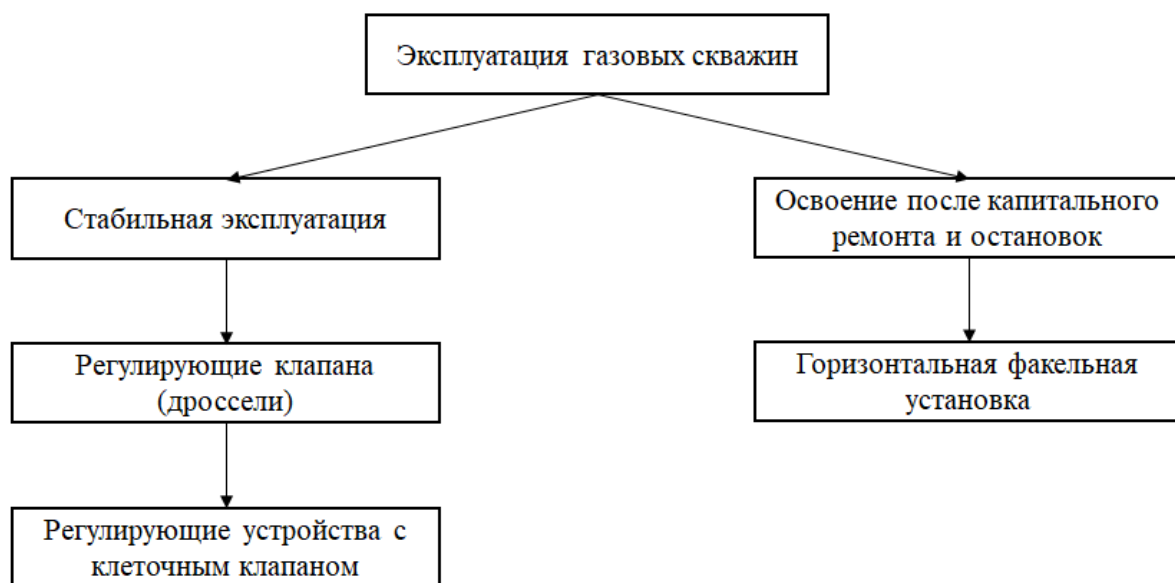


Рисунок 36 – Блок-схема эксплуатации газовых скважин

Для предотвращения изменений температурного режима природного газа в процессе его добычи, также необходимо предотвращать осложняющие факторы – образование гидратных пробок и коррозии (рисунок 37).

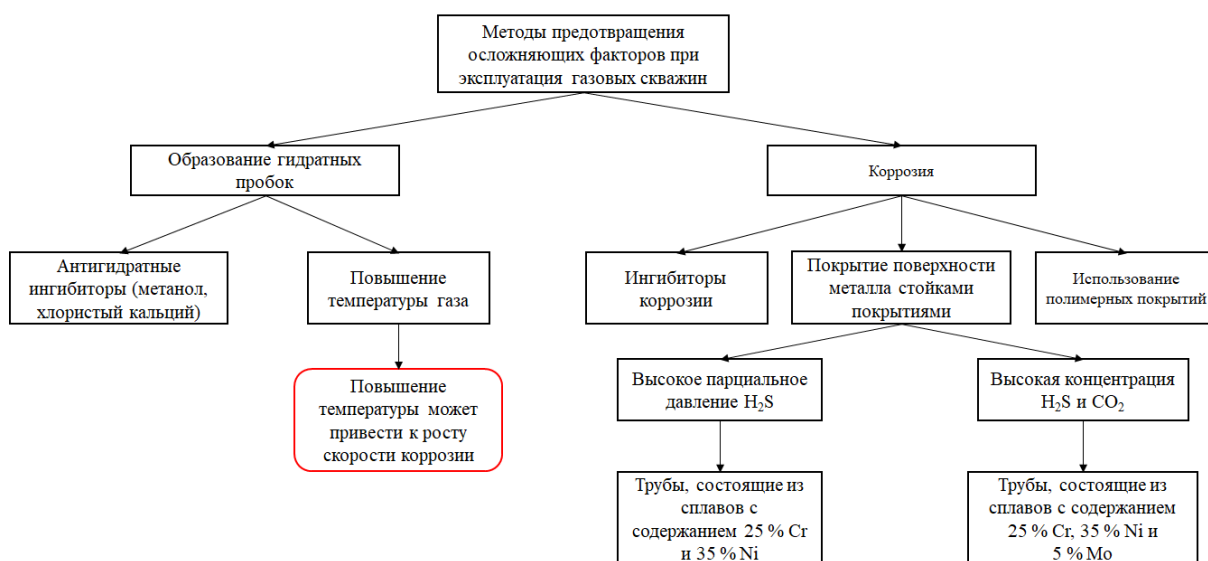


Рисунок 37 – Блок-схема методов предотвращения осложняющих факторов при эксплуатации газовых скважин

Повышение температуры газа может привести к росту скорости коррозии, поэтому необходимо выбрать наиболее оптимальную температуру, чтобы предотвращать образование гидратов и не увеличивалась скорость коррозии.

В процессе подготовки природного газа перед НТС и НТК необходимо использовать оборудование для получения технологических температурных значений газового потока. Для этого используются аппараты воздушного охлаждения и теплообменники.

Подбор оборудования для НТС и НТК происходит в зависимости от температуры газа на выходе из установки (рисунок 38).

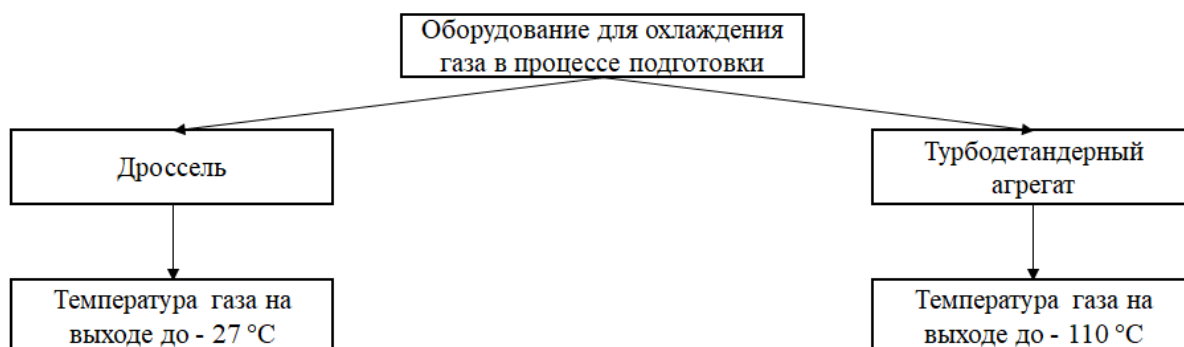


Рисунок 38 – Блок-схема оборудования для охлаждения газа в процессе подготовки

Для предотвращения изменений температурного режима газа в процессе его подготовки, также необходимо предотвращать осложняющие факторы – образование гидратных пробок и коррозии (рисунок 39).

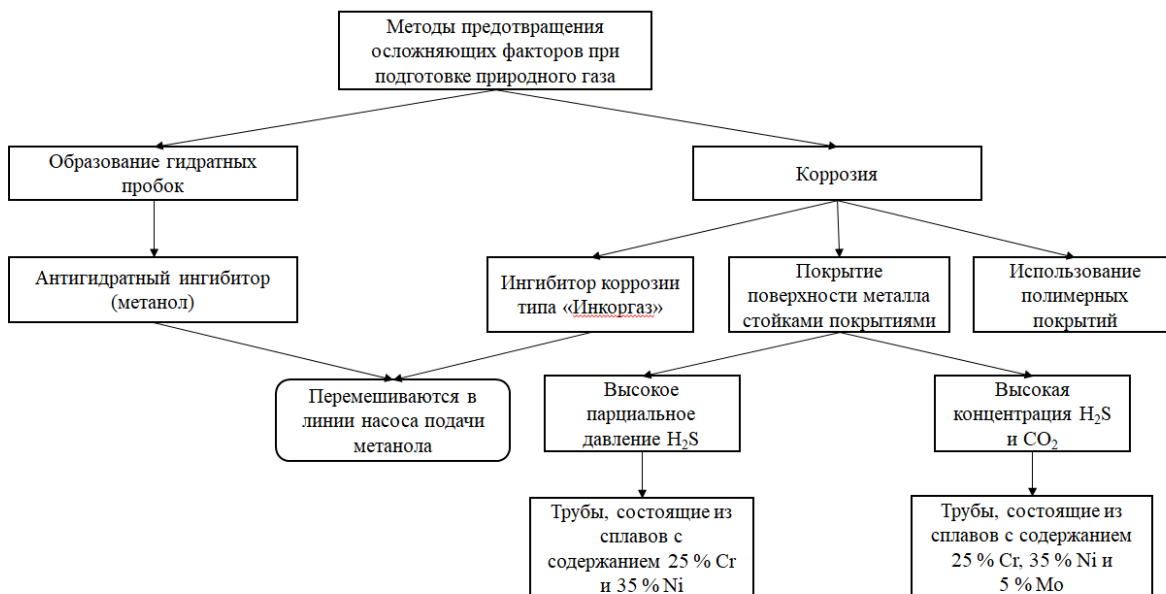


Рисунок 39 – Блок-схема методов предотвращения осложняющих факторов при подготовке природного газа



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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Овсенёв Андрей Евгеньевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП/ОПОП	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на обустройство и монтаж установки комплексной подготовки газа на месторождении Западной Сибири
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	СТО Газпром РД 1.12-096-2004
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 55-ФЗ

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка перспективности внедрения установки комплексной подготовки газа на месторождении Западной Сибири
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет стоимости покупки, монтажа и обслуживания
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности использования установки комплексной подготовки газа

**Перечень графического материала**

1. График: – Линейный календарный план проведения работ на объекте
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	09.04.2023
---	------------

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОСГН ШБИП доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		09.04.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Овсенёв Андрей Евгеньевич		09.04.2023

#### 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривается целесообразность строительства УКПГ.

Целью данного анализа является сравнительная оценка капитальных вложений в освоение месторождения для различных вариантов обустройства объектов для подготовки газа и расчет затрат на разработку месторождения в целом. Сравнение производилось для трех основных вариантов подготовки газа: абсорбционная осушка, низкотемпературная сепарация с применением турбодетандера и низкотемпературная сепарация с использованием дросселя, с учетом того, что схема включает в себя неизменное от способа подготовки оборудование и индивидуальное оборудование для каждого способа подготовки.

Необходимо определить эффективность использования установки комплексной подготовки газа. С этой целью будут рассчитаны единовременные (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационные затраты для того, чтобы сравнить экономическую эффективность предлагаемой реконструкции системы подготовки газа и стоимость закупки и установки оборудования. Также будет проведен расчет основных экономических показателей, таких как: чистый дисконтированный доход (Net present value – NPV), внутренняя норма рентабельности (Internal rate of return – IRR), срок окупаемости (Payback period), индекс чистой текущей стоимости (Net present value index – NPVI). Для проведения расчетов используются основные технологические показатели разработки, приведенные в таблице 6.

Таблица 6 – Технологические показатели разработки месторождения

Год	Годовая добыча газа, млрд. м <sup>3</sup>	Темп отбора газа, %	Накопленная добыча газа, млрд м <sup>3</sup>	Отбор газа от НБЗ, %	Средний дебит газа скважин млн. м <sup>3</sup> /сут	Фонд скважин	Среднее пластовое давление, атм	Устьевое давление, атм.
2022	12,86	2,41	253,2	47,3	0,91	41	67,3	36,5
2023	12,09	2,26	265,3	49,6	0,86	41	65,5	35,8
2024	11,41	2,13	276,7	51,7	0,81	41	63,8	35,1
2025	10,71	2	287,4	53,7	0,76	41	62,3	34,5
2026	10,09	1,89	297,5	55,6	0,72	41	60,8	33,9
2027	9,47	1,77	306,9	57,4	0,67	41	59,3	33,4
2028	8,91	1,67	315,9	59,1	0,63	41	58	32,8
2029	8,33	1,56	324,2	60,6	0,59	41	56,7	32,3
2030	7,79	1,46	332	62,1	0,55	41	55,5	31,9
2031	7,3	1,37	339,3	63,5	0,53	41	54,4	31,5
2032	6,71	1,25	346	64,7	0,53	41	53,4	31,6
2033	5,96	1,11	351,9	65,8	0,47	41	52,5	31,4
2034	5,57	1,04	357,5	66,9	0,45	41	51,9	31,8

#### 4.1 Сметная стоимость выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяют по отдельным составляющим его производственных процессов, например:

- подготовительные работы;
- монтажные работы;
- испытания и др.

Продолжительность работ формируется на основе наряда на производство работ; данных геологической, технической или технологической части проекта; норм времени на операции; данных справочников для нормирования операций, вспомогательных, подготовительно – заключительных, измерительных и работ и др. В таблице 7 представлены нормы времени на выполнение операций.

Таблица 7 – Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Наименование операций	Продолжительность работ, дней	Состав бригады
1	Отсыпка и укрепление площадки под установку технологического комплекса	3	4 человека
2	Отсыпка обваловки для недопущения аварийных ситуаций	2	4 человека
3	Установка и подключение технологического комплекса для подготовки газа	10	15 человек
4	Гидроиспытания емкостей и линий	1	10 человека
Продолжительность работы, итого		15,5	

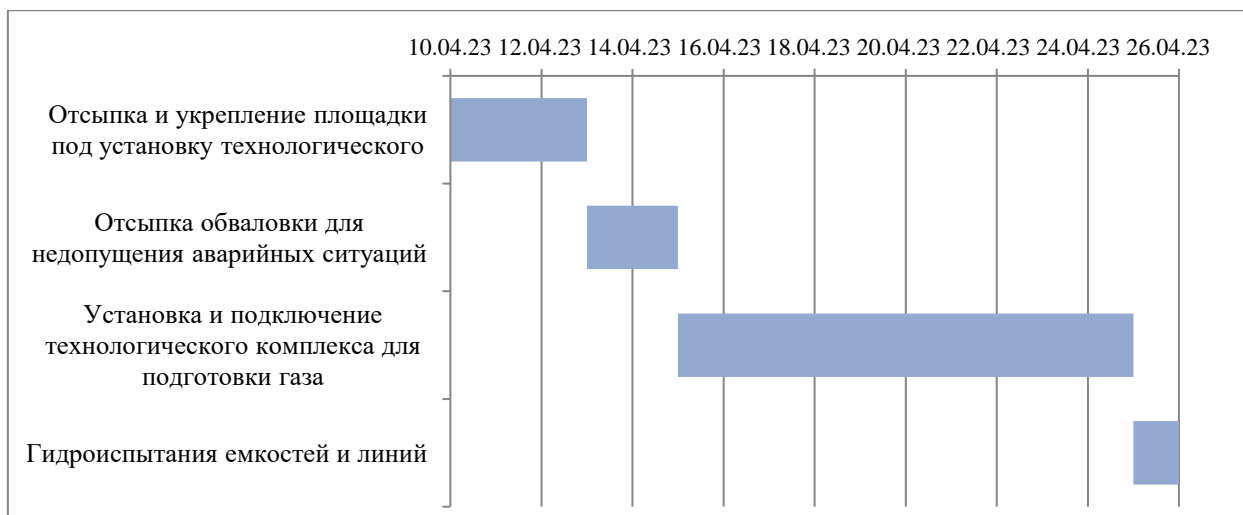


Рисунок 40 – Линейный календарный план проведения работ на объекте

## 4.2 Нормативная база для расчета сметы на выполняемые работы

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

Для определения затрат на операции используются следующие проекты и нормативные документы:

- данные технического проекта;
- строительные нормы и правила (СНиП);
- единые районные единичные расценки;
- единые и местные цены на материалы, оборудование, инструменты и оснастку.
- нормативная база сметных расчётов ВКР в области налогообложения (таблица 8)

Таблица 8 – Нормативная база сметных расчётов выпускной квалификационной работы в области налогообложения

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник	Методические указания
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6	Методы начисления амортизации: линейный и нелинейный
2	Повышающий коэффициент к амортизации	Перечень имущества	№144-ФЗ от 23.05.2016 г. п.1 ст.2	
3	Класс основных средств	Общероссийский классификатор основных средств (ОКОФ)	Постановление правительства РФ от 07.07.2016 г. ; N 281-ФЗ	
4	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ	База исчисления – фонд оплаты труда
5	Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве	В 2017 году и в плановом периоде 2018 и 2019 годов сохраняются 32 класса профессионального риска, размеры и диапазон страховых тарифов от 0,2 до 8,5%.	№ 125-ФЗ	
6	Налог на прибыль	Ставка 20 %	Глава 25 Налоговый кодекс РФ	Для предприятий, работающих на общих основаниях
7	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ	

### 4.3 Расчёт сметной стоимости работ

Расчет стоимости необходимого оборудования для монтажа установки комплексной подготовки газа представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Оборудование для монтажа УКПГ

Наименование	Кол-во	Завод изготовитель	Стоимость единицы оборудования, тыс.руб.	Стоимость общая, тыс.руб.
<b>НТС с ТДА</b>				
Блок подготовки газа				
Входной сепаратор детандерной части	5	ОАО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш»	9771,85	48859,25
Входной сепаратор компрессорной части	5	ОАО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш»	9771,85	48859,25
Низкотемпературный сепаратор	5	ОАО «Уралтехнострой-Туймазыхиммаш»	89651,09	448255,45
Турбодетандерный агрегат	5	ОАО «Турбохолод»	116511,84	582559,22
Площадка теплообменников № 1				
Теплообменник	5	ОАО «Пензхиммаш»	20819,00	104095,00
Площадка воздушных холодильников				
Воздушный холодильник	12	ОАО «Борхиммаш»	31501,00	378012,00
Площадка теплообменников № 2				
Теплообменник	5	ОАО «Пензхиммаш»	26105,50	130527,50
			Итого:	18445061800,00

Для правильной и безопасной работы оборудования необходим его правильный монтаж специалистами инженерно-технического отдела. Рассмотрим основные виды работ, которые необходимы для проведения монтажа УКПГ и представим их в таблице 10. Данные виды работ относятся к контрагентным услугам.

Таблица 10 – Экономические затраты на монтаж оборудования

№ п/п	Наименование операций	Продолжительность работ, дней	Стоимость работ, рублей
1	Отсыпка и укрепление площадки под установку технологического комплекса	3	26226,72
2	Отсыпка обваловки для недопущения аварийных ситуаций	2	17484,48
3	Установка и подключение технологического комплекса для подготовки газа	10	282686,76
4	Гидроиспытания емкостей и линий	1	30161,4
	<b>Итого:</b>	16	343226,45

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда таблица 11.

Таблица 11 – Надбавка и доплаты к заработной плате работника

Показатель	Коэффициент
Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,13
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в таблицах 12 и 13 рассчитывается количество работников, необходимых для монтажа данного оборудования и затраты на их заработную плату. Занесем результаты в таблицу 12.

Таблица 12 – Заработная плата за монтаж оборудования

	Строитель	Монтажник	Машинист подъемника	Водитель бульдозера
Разряд	6	5	4	4
Количество работников	10,0	3,0	2,0	4,0
Часовая тарифная ставка	102,7	87,6	75,7	75,8
Районный коэффициент, руб.	51,4	43,8	37,9	37,9
Северная надбавка, руб.	51,4	43,8	37,9	37,9
Время нахождения в пути, руб.	25,7	21,9	18,9	19,0
Вахтовый метод работы, руб.	10,3	8,8	7,6	7,6
Итого, руб./час	251,3	208,9	179,9	182,1
Время работы, часов	132,0	120,0	120,0	60,0
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб.	33177,5	25063,2	21587,4	10927,8
Общая сумма ЗП, руб.	493851,00			

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 13. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно класс 3 с тарифом 0,4 для предоставления прочих услуг связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД – 11.20.4).

Таблица 13 – Расчет страховых взносов

	Строитель	Монтажник	Машинист подъемника	Водитель бульдозера
ЗП, руб.	33177,54	25063,20	21587,40	10927,80
Страховые взносы (30%)	9953,26	7518,96	6476,22	3278,34
Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве (0,5 %)	165,89	125,32	107,94	54,64
Всего, руб.	10119,15	7644,28	6584,16	3332,98
Общая сумма, руб.	150624,56			

Общая сумма страховых взносов на 19 работников составила 150624,56 руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила 343226,45 руб.

Расчет амортизационных отчислений для оборудования концентрической лифтовой колонны представлен в таблице 14. Он проведен согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"

Таблица 14 – Амортизационные отчисления для оборудования УКПГ

№	Наименование	Амортизационная группа	Норма амортизации, %	Сумма амортизации за 1 год, млрд. рублей
1	Технологический комплекс установки комплексной подготовки газа	6 группа	10	1844,50618
2	Фонтанная арматура АФ6-100/50-21хл	7 группа	6,2	0,00984
<b>Итого:</b>				1844,52

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (таблица 15).



Таблица 15 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	1741167670
2. Затраты на оплату труда	343226,45
3. Страховые взносы	150624,56
4. Амортизационные отчисления	183956767,00
Итого основные расходы	184450618,00

#### **4.4 Обоснование эффективности строительства установки комплексной подготовки газа**

Экономическая эффективность производства измеряется путём сопоставления результатов производства (эффекта) с затратами или применяемыми ресурсами. Расчёты экономической эффективности производства производятся по системе показателей, которые группируются по содержанию показателей, отражающих эффективность использования в производстве элементов затрат и ресурсов на обобщающие и частные показатели. К обобщающим показателям относятся следующие:

- рост производства продукции в стоимостном выражении;
- производство продукции на 1 руб. затрат;
- относительная экономия основных производственных фондов, нормируемых оборотных средств, материальных затрат, фонда оплаты труда;
- общая рентабельность.

Расчет показателей эффективности для строительства УКПГ представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет показателей эффективности

Показатель	Годы												
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Планируемая годовая добыча газа, млрд. м3	12,86	12,09	11,41	10,71	10,09	9,47	8,91	8,33	7,79	7,30	6,71	5,96	5,57
Сухой отбензиненный газ, млрд. м3	12,60	11,85	11,18	10,50	9,89	9,28	8,73	8,16	7,63	7,15	6,58	5,84	5,46
Цена реализации тыс. м3, руб.	5784,93	5784,93	5784,93	5784,93	5784,93	5784,93	5784,93	5784,93	5784,93	5784,93	5784,93	5784,93	5784,93
Выручка от реализации, млрд. руб.	72906,32	68541,01	64685,93	60717,47	57202,54	53687,62	50512,85	47224,70	44163,31	41385,39	38040,54	33788,62	31577,62
НДС, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Выручка от реализации (учитывая НДС), млрд. руб.	58325,05	54832,81	51748,74	48573,97	45762,04	42950,10	40410,28	37779,76	35330,65	33108,31	30432,43	27030,90	25262,10
Полная себестоимость тыс. м3 газа, руб.	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00	1320,00
Себестоимость добытого газа, млрд. руб.	16975,20	15958,80	15061,20	14137,20	13318,80	12500,40	11761,20	10995,60	10282,80	9636,00	8857,20	7867,20	7352,40
Налогооблагаемая прибыль, млрд. руб.	11186,22	10516,44	9924,95	9316,05	8776,75	8237,44	7750,33	7245,82	6776,10	6349,88	5836,67	5184,28	4845,04
Налог на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Чистая прибыль, млрд. руб.	61720,09	58024,57	54760,98	51401,41	48425,80	45450,18	42762,52	39978,88	37387,21	35035,51	32203,87	28604,34	26732,58

Продолжение таблицы 16

Капитальные вложения, млрд. руб.	18445,06												
Поток денежной наличности, млрд. руб.	61718,25	58022,72	54759,14	51399,57	48423,95	45448,33	42760,68	39977,03	37385,37	35033,67	32202,03	28602,49	26730,73
Дисконтированный поток денежной наличности, млрд. руб.	61718,25	48352,27	38027,18	29745,12	23352,60	18264,67	14320,46	11156,86	8694,64	6789,76	5200,81	3849,55	2998,03
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (NPV), млрд. руб.	43273,19	91625,45	129652,63	159397,76	182750,36	201015,02	215335,49	226492,34	235186,98	241976,74	247177,55	251027,10	254025,13
Срок окупаемости (PP), лет	1,00												
Внутренняя норма доходности (IRR)	2,25												
Индекс доходности (PI), руб./руб.	14,77												
Ставка дисконта, %	20,00												
Коэффициент дисконтирования	1,00	0,83	0,69	0,58	0,48	0,40	0,33	0,28	0,23	0,19	0,16	0,13	0,11

#### 4.5 Вывод по разделу

Выполнены прогнозные расчеты экономической эффективности до 2034 года. Были получены следующие значения показателей:

- чистый дисконтированный доход = 254 трл. руб.;
- внутренняя норма доходности = 2,25;
- индекс доходности = 14,77;
- срок окупаемости = 1 год.

ЧДД неотрицательный и поэтому проект можно считать эффективным.

Таким образом, проект можно считать эффективным, так как:

1. ЧДД положителен;
2. ИД больше 1;
3. ВНД больше 0,15;
4. Срок окупаемости меньше срока реализации проекта.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б94	Овсенёв Андрей Евгеньевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ ООП</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p>	<p><i>Объект исследования:</i> оценка влияния снижения температуры добываемого флюида в технологических процессах добычи и подготовки газа на месторождения Западной Сибири.</p> <p><i>Область применения:</i> газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> производственное помещение, полевые условия.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> резко-континентальный и континентальный климат.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> оборудование газовых скважин, система сбора и подготовки газа.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> регулирование работы газовых скважин, контроль за параметрами системы сбора и подготовки газа.</p>
---	---

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. ГОСТ 12.2.033.-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов</p>	<p><b>Опасные производственные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>2) Производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>3) Опасность возникновения пожаров, взрывов</li> <li>4) Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением.</li> </ol> <p><b>Вредные производственные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесями;</li> </ol>

	<p>2) Повышенный уровень шума;</p> <p>3) Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения;</p> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</b></p> <p>Устройства вентиляции и очистки воздуха, локализации вредных факторов, автоматического контроля и сигнализации, отопления, источники света, осветительные приборы, теплоизолирующие материалы, устройства дистанционного управления, наличие защитного заземления, знаки безопасности, оградительные устройства, звукоизоляция, звукопоглощающие устройства, электроизолирующие устройства и покрытия, предохранительные устройства, тормозные устройства от воздействия механических факторов, использование страховочных устройств, поясов, тросов, противогазы, респираторы, защитная каска, защитный костюм, защитные перчатки, обувь с защитой области пальцев ног, защитные очки, противошумные наушники и вкладыши.</p>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Воздействие на атмосферу: повышение выбросов CO<sub>2</sub> в процессе подачи газа на факельную установку.</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание подтоварной и сточной вод в поверхностные источники пресной воды, повышение минерализации вод поверхностных водоёмов.</p> <p>Воздействие на литосферу: образование неконтролируемых трещин горной породы в процессе строительства и эксплуатации скважин, риск растепления многолетнемерзлых грунтов.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <p>Природные катастрофы (землетрясения, оползни, наводнение)</p> <p>Техногенные катастрофы (открытое фонтанирование скважин, разрушение газопроводных систем, аппаратов системы подготовки, опасность возгорания ЛВЖ и газов, утечка токсичных химических реагентов).</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> неконтролируемый открытый выброс газа в атмосферу, разрушение газопроводных систем.</p>

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

09.04.2023

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			09.04.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Овсенёв Андрей Евгеньевич		09.04.2023

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Технологический процесс добычи и подготовки газа и конденсата связан с рядом вредных и опасных производственных факторов, в том числе: высокое давление в трубопроводах, аппаратах, большие объемы перекачиваемого продукта, токсичность конденсата, газа, реагентов – все это создает опасность для обслуживающего персонала.

Газоопасность обусловлена наличием в производстве легколетучих газов содержащих: наркотические (метан, этан, пропан), удушающие (азот, диоксид углерода), раздражающие дыхательные пути.

Попутный нефтяной и природный газ способен в смеси с атмосферным воздухом образовывать взрывоопасные смеси, которые могут взорваться при наличии открытого огня или искры, что в свою очередь, может вызвать пожар, несущий большие разрушения и грозящий опасностью для жизни персонала.

При наличии в воздухе двух или нескольких вредных веществ, их действие может суммироваться и тяжесть отравления в этом случае чаще всего увеличивается.

Наличие высокого давления может привести к разрыву трубопроводов, аппаратов, что также опасно для жизни персонала.

Аннотация: Анализ проблем эксплуатации газовых скважин на месторождениях при поздней стадии разработки. Обоснование оптимальных режимов эксплуатации скважин и комплексных технических решений.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В связи с тем, что установка и осуществление контроля требуемых режимов работы газодобывающих скважин происходит непосредственно на месторождениях, из-за отдаленности мест постоянного проживания рабочего персонала либо мест расположения работодателя, в большинстве случаев

преобладает вахтовый метод работ. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, прописаны в главе 47 ТК РФ [28]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до 3 лет, а также лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям. При чем продолжительность вахты не должна превышать одного месяца (30-ти календарных дней), реже допустимы случаи с увеличением вахтового промежутка до 3 месяцев.

Предусматривается выплата надбавки за вахтовый метод работы взамен суточных за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от пункта сбора до места производства работ. Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки, также предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск длительностью 16 календарных дней для местностей, приравненных к районам Крайнего Севера и 24 календарных дня для районов Крайнего Севера.

Рабочая область специалистов ДНГиК и ТУ должна соответствовать требованиям, прописанным в ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ [29]. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы и возможность передвижений. Также должны соблюдаться эргономические требования к оборудованию и отсчетным устройствам индикаторов, прописанные в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ [30].

## **5.2 Производственная безопасность**

В процессе проведения работ по выводу на требуемый режим работы скважины на ГМ, ГКМ и НГКМ могут возникать различные аварии, при



ликвидации которых возникают опасные и вредные производственные факторы (таблица 17).

Таблица 17 – Возможные опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ Шум. Общие требования безопасности.
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	+	+		ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
Опасность возникновения пожаров, взрывов	+	+	+	СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности.
Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением	+	+	+	ГОСТ 34347-2017 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением.

Все работы, которые выполняют цеха добычи и подготовки газа и конденсата являются неотъемлемой частью деятельности месторождения. Поэтому состояние травматизма, профессиональных заболеваний и вызывающих их причин, а также степень риска берется по месторождению в целом.

### **5.2.1 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

#### **Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования**

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Если функциональное назначение движущихся частей, представляющих опасность, не допускает использование ограждений или других средств, исключающих возможность прикасания работающих к движущимся частям, то конструкция производственного оборудования должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

В непосредственной близости от движущихся частей, находящихся вне поля видимости специалиста, должны быть установлены органы управления аварийным остановом (торможением), если в опасной зоне, создаваемой движущимися частями, могут находиться работающие.

#### **Производственные факторы, связанные с электрическим током**

При нахождении на кустовой площадке специалист ДНГиК может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При возникновении опасных

ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику.

Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Все электроустановки должны быть заземлены, пригодны к использованию в трудных погодных условиях и укомплектованы средствами защиты, пожаротушения и инструментом. Неисправное оборудование должно быть своевременно починено, либо заменено на новое.

К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы.

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на объектах добычи нефти и газа является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД).

На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющейся наиболее опасным.

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения, по ГОСТ 12.1.019-2017 [31], необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;
- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;

- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;
- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

На месторождениях по добыче нефти и газа, для каждого оборудования работающего от электрического тока, в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019 [32], предусматривают устройства системы рабочего, защитного заземления, уравнивания потенциалов, мероприятий по защите электрических сетей и электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений, обеспечивающих безопасность от поражения электрическим током. Для зданий и сооружений на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений должна быть предусмотрена молниезащита.

Для выполнения работ в охранной зоне линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций организация обязана подать заявку предприятию, эксплуатирующему эти сооружения, с указанием вида, характера, места, времени начала и окончания работ, а также список ответственных руководителей, ответственных исполнителей работ и лиц, имеющих право выдачи нарядов-допусков, с указанием фамилий, инициалов, должностей и групп по электробезопасности и получить письменное разрешение на право производства работ.

Допускается выдавать один наряд-допуск для поочередного проведения однотипной работы на нескольких электроустановках, предназначенных для преобразования и распределения электрической энергии (далее - подстанциях) или нескольких присоединениях одной подстанции.

Наряд-допуск на производство работ в охранной зоне воздушной линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций должен быть утвержден руководителем (главным инженером, техническим директором)

организации и подписан лицом, ответственным за эксплуатацию линии со стороны владельца.

К таким работам относятся: протирка изоляторов; подтяжка контактных соединений, отбор проб и доливка масла; переключение ответвлений обмоток трансформаторов; проверка устройств релейной защиты, электроавтоматики, измерительных приборов; испытание повышенным напряжением от постороннего источника; проверка изоляторов измерительной штангой; отыскание места повреждения КЛ. Срок действия такого наряда – 1 сутки.

### **Опасность возникновения пожаров, взрывов**

Согласно приказу N 534 об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» для взрывопожароопасных технологических процессов должны использоваться системы противоаварийной защиты и газовой безопасности, обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние, в случае критического отклонения от предусмотренных технологическим регламентом параметров.

Запрещается эксплуатация трубопроводов, предназначенных для перекачки взрыво-, пожароопасных и агрессивных газов и продуктов при наличии хомутов и других устройств, применяемых для герметизации трубопроводов в полевых условиях. Разрешается временная установка хомутов на трубопроводах для предотвращения растекания жидкости до начала ремонта.

При выборе электрооборудования и электроаппаратуры для опасного производственного объекта следует руководствоваться классификацией взрывоопасных зон. Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с зонами классов 0 и 1, считаются взрывоопасными. Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), средства измерений и системы автоматизации, электрические светильники, средства блокировки, телефонные аппараты и сигнальные устройства к ним, устанавливаемые во

взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении. Все транспортные средства могут быть допущены на территорию взрывопожароопасных объектов при наличии искрогасителя, а спецтехника, перевозящая легковоспламеняющиеся жидкости, дополнительно – устройств для снятия статического электричества.

При проектировании и эксплуатации объектов нефтяных и газовых месторождений наряду с положениями СП 231.1311500.2015 [33] следует руководствоваться другими нормативными документами по пожарной безопасности.

Основными причинами пожаров на производстве являются:

- Неосторожное обращение с огнем;
- Нарушение режимов технологических процессов;
- Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
- Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

На данном производственном объекте используются различные горючие жидкости:

- спирты (температура вспышки до 61°C, ПДК 5 мг/м<sup>3</sup>);
- бензин (температура вспышки до 61°C, ПДК 300 мг/м<sup>3</sup>);
- масла (температура вспышки > 61°C, ПДК 5 мг/м<sup>3</sup>);
- мазут (температура вспышки > 61°C, ПДК 10 мг/м<sup>3</sup>).

Пожарная безопасность объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений должна обеспечиваться:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- комплексом организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости. В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители (порошковые, воздушно-пенные), полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры). К тому же кустовые площадки должны быть оборудованы пожарной сигнализацией и по возможности автоматической системой пожаротушения.

### **Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением**

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может иметь тяжелые последствия. Опасность может быть связана со взрывом сосуда, в результате которого может произойти разрушение взрывной волной рядом расположенного оборудования и техники, травмирование работников осколками оборудования. Другая группа опасностей зависит от свойств вещества, находящегося в оборудовании, которое работает под давлением. На трубопроводах, соединяющих насосы с емкостями, рекомендуется устанавливать обратные клапаны во избежание обратного потока реагента из аппарата в трубопровод при понижении давления в соответствии с ГОСТ 34347-2017 [34]. Причинами разгерметизации сосудов, работающих под давлением, могут быть дефекты, возникшие при их изготовлении, хранении и транспортировке. Для своевременного обнаружения дефектов производят внешний осмотр сосудов и аппаратов, проводят испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

**Воздействие газовых компонентов и аэрозолей, загрязняющих чистый природный воздух примесей**

В результате нарушения герметичности трубопроводов, технологического оборудования, утечек и разливов может возникнуть загазованность воздушной среды рабочей зоны природным газом, парами углеводородов, метанола, одоранта.

Природный газ состоит на 98% из метана ( $\text{CH}_4$ ), не имеет цвета, запаха, не ядовит, но при большом содержании в воздухе вызывает удушье (вследствии уменьшения концентрации кислорода). Легче воздуха почти в 2 раза.

Сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ) может присутствовать в попутном газе, сопровождающем сернистые нефти, в растворенном состоянии в самих нефтях. Наиболее активное из серосодержащих соединений. В нормальных условиях бесцветный газ с неприятным запахом тухлых яиц. Очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При вдыхании воздуха с небольшими концентрациями у человека довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус. При вдыхании воздуха с большой концентрацией, из-за паралича обонятельного нерва, запах сероводорода почти сразу перестаёт ощущаться.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

В ГОСТ 12.1.005-88 [35] Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ПДК для данных веществ определяется значениями приведёнными в таблице 18.



Таблица 18 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства (п - пары и/или газы; а - аэрозоль; п + а - смесь паров и аэрозоля;)	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub> (в пересчете на С)	300	п	IV
Сероводород	10	п	II
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	1	п	III

### **Повышенный уровень шума**

Работа специалиста ДНГиК связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 [36] значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБА, а в целях снижения уровня шума на газопромыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются противошумными вкладышами или наушниками.

Работа специалиста технологических установок связана с работой, требующей сосредоточенности, работой с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственным циклом подготовки и переработки природного газа. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 значение уровня звука на рабочем месте должно быть не более 103 дБА, а в целях снижения уровня шума на газопромыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются противошумными вкладышами или наушниками.

## **Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме и ослаблением его реактивности.

В таблице 19 согласно СП 52.13330.2016 [37] показаны необходимые уровни освещенности в соответствии с разрядом и под разрядом зрительных работ, в качестве примера приведены пульт управления специалиста технологических установок (ТУ), а также блок дозирования реагентов (БДР), являющиеся элементами системы сбора и добычи газа на газовых месторождениях.

Таблица 19 – Необходимые уровни освещенности

Наименование объекта (помещений)	Характер зрительной работы	Разряд и подразряд зрительной работы	Параметры освещенности		
			КЕО, %	Искусственное освещение, лк	
				Комбинированное	в т.ч. от общего
Пульт управления специалиста ТУ	Высокая точность	III	3,0	750	200
БДР	Средней точности	IV	0,9	500	200

Из-за недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

## 5.3 Экологическая безопасность

### 5.3.1 Защита атмосферы

Как уже было отмечено ранее, большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций. Основными причинами аварий являются: некачественное строительство, механические повреждения, коррозия трубопроводов. Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений: полная герметизация оборудования для добычи, сбора и транспортировки газа, контроль швов сварных соединений трубопроводов, защита оборудования от коррозии, применение оборудования заводского изготовления. На предприятии должен быть разработан план действий при аварийной ситуации. Ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены согласно СанПиН 1.2.3685–21 [38] в таблице 20.

Таблица 20 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Диоксид азота	2	3
Аммиак	20	4
Бензин	100	4
Метанол	5	3
Диоксид серы	10	3
Сероводород	3	3
Оксид углерода	20	4

### 5.3.2 Защита гидросферы

Особое отрицательное воздействие на состав подземных вод оказывают химические реагенты и пластовые флюиды. Можно выделить следующие причины загрязнения подземных вод:

- разлив химических реагентов;

- перетоки ПГ в заколонном пространстве вследствие нарушения целостности обсадных колонн;
- хозяйственно-бытовые, твердые отходы.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии.

### **5.3.3 Защита литосферы**

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают различные химические реагенты, призванные бороться с осложнениями в процессе эксплуатации газовых скважин. Загрязнение почв может происходить по причинам:

- утечка химических реагентов при транспортировке;
- утечка реагентов при повреждении или коррозировании скважинного оборудования;
- разлив реагентов на дозаторных установках.

В случае загрязнения почвы химическими реагентами необходимо произвести сбор пролитых реагентов, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2 – 0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель. Также в целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов. В целях предупреждения негативного влияния антропогенного фактора необходимо проводить инструктажи для работников по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности и ознакомление с требованиями санитарно-эпидемиологической службы.

## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При анализе информации, связанной с произошедшими авариями на объектах отрасли в различных районах, были выявлены причины возникновения аварий и их характер.

Причины, которые могут вызвать аварийную ситуацию на объектах:

- внутренняя коррозия;
- наружная коррозия;
- разгерметизация фланцевых соединений;
- разгерметизация оборудования и трубопроводной обвязки на площадке.

Основными мероприятиями при угрозе возникновения аварий являются:

- оповещение органов управления, сил ликвидации последствий аварий, производственного персонала;
- приведение в готовность и развертывание органов управления и сил ликвидации последствий аварии;
- обеспечение действий, сил привлекаемых к ликвидации последствий производственных аварий;
- проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ.

Для локализации и ликвидации последствий аварий на объекте предусмотрены следующие мероприятия:

- технологическая обвязка выполнена с учетом условий рационального секционирования, схемой обвязки предусмотрено отключение аварийных участков с помощью запорной арматуры;
- конструкция трубопроводов рассчитана с учетом температурных деформаций;
- применение негорючих теплоизолирующих материалов для оборудования и трубопроводов;

– запорная арматура предусмотрена с электроприводом во взрывозащищенном исполнении.

Дополнительными мерами по предупреждению аварийной разгерметизации технологических систем, неплановых остановок объектов являются:

- поддержание рабочих условий процесса в регламентных пределах;
- блокировки, предупреждающие развитие аварийных ситуаций;
- соблюдение режима, не допускающего в производственную зону посторонних лиц.

### **5.5 Вывод по разделу**

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные производственные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, обслуживающих скважины в процессе вывода скважин на заданный режим с последующей эксплуатацией на требуемых параметрах, приведены меры по ликвидации и устранению либо снижению негативного влияния данных факторов. В условиях эксплуатации скважин основным негативным фактором воздействия на почву является ее загрязнение в результате утечек и разливов химических реагентов.

Подводя итог по всему выше написанному, обеспечение безопасности людей и окружающей среды на производстве по добыче газа является одним из основных факторов эффективности осуществления всех производственных процессов, в связи с чем вопросы по обеспечению безопасности должны быть предопределены в первую очередь.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы проведен анализ формирования температурных значений в эксплуатационных процессах добычи и подготовки газа. Описаны факторы, влияющие на температурный режим добываемого флюида. Определены термобарические условия максимальной степени извлечения тяжелых углеводородов из природного газа.

Технологическое изменение дает оценку температурных значений в процессе добычи и подготовки газа. В процессе добычи изменение температурных значений происходит за счет влияния окружающей среды на добываемый флюид и применение регулирующих клапанов (дресселей) и горизонтальных факельных установок, с помощью этого оборудования происходит снижение температуры. В процессе подготовки газа происходит как уменьшение температуры газожидкостного потока, так и увеличение. Это зависит от применяемой технологии подготовки природного газа.

Представлены осложняющие факторы, которые как в процессе добычи, так и в процессе подготовки природного газа, влияют на температурный режим добываемого флюида. По итогам данного анализа было выявлено, что образование гидратных пробок может привести к снижению температуры природного газа, а повышение может вызвать коррозионный процесс труб НКТ, трубопроводов и промышленного оборудования.

По итогам работы представлены рекомендации по определению температурного режима для максимальной степени извлечения тяжелых углеводородов, выбора технологии подготовки газа для целевой температуры точки росы по углеводородам, выбора оборудования для стабильной эксплуатации газовых скважин и работы процесса подготовки газа, а также методы предотвращения осложняющих факторов в процессе добычи и подготовки природного газа.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Booksite : электронная библиотека : сайт. – Москва. – URL: <https://www.booksite.ru/fulltext/1/001/008/026/443.htm> (дата обращения : 02.01.2023) . – Текст : электронный.
2. Ишмурзин, А. Д. Низкотемпературный процессы подготовки природного газа / А. А. Ишмурзин, Р. Ф. Мияссаров, Р. А. Махмутов // Наука и образование сегодня. – 2017. – С. 27-28.
3. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия: дата введения 2011-08-08. – URL: <https://ugs.gazprom.ru/d/story/1b/283/sto-gazprom-089-2010.pdf> (дата обращения 22.03.2023). – Текст: электронный.
4. Сбор и подготовка газа и газового конденсата. Низкотемпературные процессы / В. Б. Мельников, Н. П. Макарова, Е. Б. Федорова. — Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. — 322 с.
5. Антонова, С. В. Анализ технологий промышленной подготовки газа / С. В. Антонова // Молодой учёный. – 2021. – № 4. – С. 1-4.
6. Кузнецов, С. И. Курс физики с примерами решения задач. Механика. Молекулярная физика. Термодинамика. В 2 кн. Кн 1./ С.И. Кузнецов.– Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 413 с.
7. Трофимова Т.И. Курс физики / Т.И. Трофимова. – Москва: Издательский центр «Академия», 2006. – 560 с.
8. Сивухин Д.В. Общий курс физики. Термодинамика и молекулярная физика: в 5 т. / Д.В. Сивухин. – Москва: «Физматлит», 2022. – Т. 5. – 544 с.
9. Neftegaz.ru : сайт. – Москва, 2000-2023. – URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/717060-tekhnochayanda-ot-37-c-do-60-c/> (дата обращения 22.03.2023) – Текст: электронный.



10. Газпром : официальный сайт. – Санкт Петербург, 2003-2023. – URL: <https://www.gazprominfo.ru/terms/dry-gas/> (дата обращения: 20.03.2023). – Текст : электронный.
11. Кожевникова, Е. Е. Геология и геохимия нефти и газа : учебное пособие / Е. Е. Кожевникова ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь: 2020. – 90 с.
12. Neftegaz.ru : сайт. – Москва, 2000-2023. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/633415-osobennosti-sostava-gazov-zalezhey-uglevodorodov-arkticheskogo-sektora-zapadnoy-sibiri/> (дата обращения: 30.03.2023). – Текст : электронный.
13. ГОСТ 31371.7-2008. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности: дата введения 2010-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200068105> (дата обращения 30.03.2023). – Текст : электронный.
14. ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» филиал Учебно-производственный центр. Физико-химические свойства природного газа. Направление: Транспорт газа / ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» филиал Учебно-производственный центр. – Челябинск, 2008. – 109 с.
15. Базаров И.П. Термодинамика: Учебник. 5-е изд. / И.П. Базаров. – Санкт-Петербург: Издательство «Лань», 2010. – 384 с.
16. Neftegaz.ru : сайт. – Москва, 2000-2023. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/ngk/148223-rastvorimost-gaza/> (дата обращения: 30.03.2023). – Текст : электронный.
17. Брусиловский, А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – Москва : Грааль, 2002. – 575 с.
18. Савельев, И.В. Курс общей физики, том I. Механика, колебания и волны, молекулярная физика / И.В. Савельев. – Москва : Издательство

«Наука», Главная редакция физико-математической литературы, 1970. – 517 с.

19. Logikamarket.ru : сайт. – Санкт-Петербург, 2010-2023. – URL: <https://inlnk.ru/4yMg4m> (дата обращения 05.06.2023)

20. Avrora-arm.ru : сайт. – Москва, 2007-2022. – URL: <https://inlnk.ru/meLyOV> (дата обращения 05.06.2023)

21. Avrora-arm.ru : сайт. – Москва, 2007-2022. – URL: <https://inlnk.ru/EL8P0N> (дата обращения 05.06.2023)

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

23. ГОСТ 9929-82. Аппараты теплообменные кожухотрубчатые стальные. Типы, основные параметры и размеры: дата введения 1982-09-09. – URL: [https://rusneb.ru/catalog/000199\\_000009\\_008048369/](https://rusneb.ru/catalog/000199_000009_008048369/) (дата обращения 05.06.2023). – Текст : электронный.

24. Neftegaz.ru : сайт. – Москва, 2000-2023. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/neftegazopromysel/552815-turbodetandernyy-agregat/> (дата обращения 05.06.2023)

25. Gazprominfo.ru : сайт. – Санкт-Петербург, 2003-2023. – URL: <https://inlnk.ru/l0kyGQ> (дата обращения 06.06.2023)

26. Легезин, Н.Е. Противокоррозионная защита систем добычи, сбора и транспорта природного газа с применением ингибиторов : дис. ... д-ра техн. наук / Легезин Николай Егорович ; Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Москва, 1998. – 284 с.

27. Байдин И.И. Повышение эффективности работы систем добычи и подготовки газа из нижнемеловых отложений в осложненных условиях эксплуатации: дис. ...канд. техн. наук: 2.8.4 / Игорь Иванович Байдин, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – Москва, 2023. – 168 с.

28. Российская Федерация. Трудовой кодекс. ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной думой 21 декабря 2001 года]. – Москва, 2023. – 296 с.

29. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/15210/> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст : электронный.

30. ГОСТ 12.2.049-80. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/30653/> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст : электронный.

31. ГОСТ Р 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения 2019-01-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/70055/> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст : электронный.

32. ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование: дата введения 2019-04-15. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/70771/> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст : электронный.

33. Свод правил. Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности : (СП 231.1311500.2015) : официальное издание : утвержден приказом Министерством Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС России) от 17.06.15 : введен в действие 01.07.15. Москва, 2015.

34. ГОСТ 34347-2017. Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия: дата введения 2018-08-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/66128/> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст : электронный.

35. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/1583/> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст : электронный.

36. ГОСТ 12.1.003-83. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности: дата введения: 1984-06-30. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/803/> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст : электронный.

37. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. (Актуализированная редакция СНиП 23-05-95) : официальное издание : утвержден приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 07.11.16 : введен в действие 08.05.2017. Москва, 2017.

38. Санитарные правила и нормы. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. (СанПиН 1.2.3685-21) : официальное издание : утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 28.01.2021 : введен в действие 30.12.2022. Москва, 2022.