

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

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Влияние условий низкотемпературной сепарации на качество товарного газа</b>

УДК 622.279.8-049.7(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Манилов Антон Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>P1</b>	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1,  ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
<b>P2</b>	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1. ППК-3, ППК-4, ППК-6
<b>P3</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
<b>P4</b>	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
<b>P5</b>	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
<b>P6</b>	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
<b>P7</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-9, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
<b>P8</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
<b>P9</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности <i>членов команды</i> , готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
<b>P10</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_/Максимова Ю.А.

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Манилову Антону Сергеевичу

Тема работы:

Влияние условий низкотемпературной сепарации на качество товарного газа
Утверждена приказом директора <span style="float: right;">07.05.2019 №3568/с</span>

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2019
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической информации; физико-химические свойства и состав газа; методики лабораторных исследований газа; методика моделирования в программе Unisim Design; фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение</li> <li>2. Теоретические основы процесса низкотемпературной сепарации</li> <li>3. Влияние факторов на качество процесса низкотемпературной сепарации</li> <li>4. Постановка задачи исследования</li> <li>5. Объект и методы исследования:</li> <li>6. Технология подготовки газа</li> <li>7. Финансовый менеджмент</li> <li>8. Социальная ответственность</li> <li>9. Заключение</li> <li>10. Приложения</li> </ol>

<b>Перечень графического материала</b>	1. Цель работы 2. Объект и методы исследования 3. Действующий фонд скважин и динамика падения пластового давления 4. Моделирующая схема низкотемпературной сепарации газа 5. Компонентные составы газов 6. Анализ влияния давления 7. Анализ влияния температуры 8. Анализ влияния конденсатного фактора 9. Выводы
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Иностранный язык	

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

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	20.03.2019
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		20.03.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Манилов Антон Сергеевич		20.03.2019

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела
17.02.2019	Введение	5
05.03.2019	Теоретические основы процесса низкотемпературной сепарации	10
18.03.2019	Влияние факторов на качество процесса низкотемпературной сепарации	10
24.03.2019	Постановка задачи исследования	5
07.04.2019	Объект и методы исследования	15
27.04.2019	Технология подготовки газа	15
07.05.2019	Финансовый менеджмент	5
15.05.2019	Социальная ответственность	10
23.05.2019	Заключение	10
28.05.2019	Реферат	5
02.05.2019	Написание пояснительной записки	5
05.05.2019	Подготовка доклада и оформление презентации	5
	Итого	100

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## **Обозначения и сокращения**

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

ГВК – газовойдяной контакт;

ГОСТ – государственный стандарт;

ГТС – газотранспортная система

ГПА – газоперекачивающий аппарат

ДКС – дожимная компрессорная станция;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппараты;

МГ – магистральный газопровод;

МПП – модуль подготовки газа;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НТК – низкотемпературная конденсация

НТС – низкотемпературная сепарация;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

РФ – Российская Федерация;

СПБТ – смесь пропан-бутан техническая;

ТДА – турбодетандерный агрегат;

ТТР – температура точки росы;

УВ – углеводороды;

УДСК – установка деэтанзации и стабилизации конденсата;

УКПГиК – установка комплексной подготовки газа и конденсата;

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 84 с., 28 рис., 21 табл., 23 источника, 2 приложения

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ТОВАРНЫЙ ГАЗ, СЕПАРАЦИЯ, ОСУШКА, ТОЧКА РОСЫ, КОНДЕНСАТ, СТЕПЕНЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МОДЕЛИРОВАНИЕ, UNISIN DESIGN

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа нефтегазоконденсатного месторождения «М».

Целью работы: изучение влияния конденсатного фактора, а также температуры и давления на степень извлечения пропан-бутановой фракции и углеводородного конденсата.

В процессе исследования проводилось: моделирование технологической схемы УКПГ в программном комплексе UniSim Design, изучение влияния конденсатного фактора, температуры и давления на качество товарного газа и степень извлечения углеводородного конденсата

В результате исследования было установлено: с повышением конденсатного фактора, которое происходило в результате смешения потоков природного и нефтяного газов, степень извлечения углеводородного конденсата и пропан-бутановой фракции увеличилась. Однако полученный выход отличается от «ожидаемого», соответствующего аддитивной величине: выход фракции  $C_{5+}$  – выше, а пропан-бутановой фракции – ниже, чем ожидалось для каждой фракции. Снижение температуры сепарации приводит к увеличению степени извлечения фракции  $C_{3+}$ . Давление на установках НТС должно выбираться в соответствии с условиями максимальной конденсации.

Основные технологические характеристики: дополнительный выход пропан-бутановой и фракции  $C_{5+}$ , при добавлении нефтяного газа в поток газоконденсатного.

Область применения: установки комплексной подготовки природного газа.

Экономическая эффективность: применение турбодетандерных агрегатов позволяет получить годовой экономический эффект в размере 863 млн.руб.

В будущем планируется продолжить исследование в направлении изучения влияния состава газа на выход целевых продуктов установки низкотемпературной сепарации.

## Оглавление

Введение.....	10
1 Теоретические основы процесса низкотемпературной сепарации.....	12
1.1 Физико-химические основы процесса низкотемпературной конденсации.....	12
1.2 Технология сепарации капельной жидкости .....	14
2 Влияние факторов на качество процесса низкотемпературной сепарации.....	20
2.1 Давление .....	20
2.2 Температура .....	22
2.3 Число ступеней сепарации .....	22
2.4 Конденсатный фактор .....	23
2.5 Состав сырья .....	25
2.6 Дросселирование .....	26
2.7 Детандирование .....	29
3 Постановка задачи исследования.....	32
4 Объект и методы исследования.....	34
4.1 Геологическая характеристика месторождения.....	34
4.2 Характеристика программного комплекса UniSim Disign .....	35
5 Технология подготовки газа .....	56
6 Финансовый менеджмент .....	58
6.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности ОАО «Востокгазпром» .....	58
6.2 Исходные данные для расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи .....	59
6.3 Расчет капитальных вложений.....	60
6.4 Расчет дополнительных эксплуатационных издержек.....	61
6.5 Расчет экономических показателей .....	62
7 Социальная ответственность .....	68
7.1 Производственная безопасность.....	68



7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария) .....	68
7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности) .....	72
7.2 Экологическая безопасность .....	74
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	76
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	77
7.5 Документы, регулирующие отношения природопользователя с местной администрацией .....	78
Заключение .....	80
Список использованных источников .....	82
Приложение А .....	85
Приложение Б .....	87

## **Введение**

В Западной Сибири сосредоточены колоссальные по величине запасы углеводородного сырья, что делает её одним из основных источников углеводородного сырья в отечественной промышленности. Томская область, является неотъемлемой её частью и играет существенную роль в общей добычи Западно-Сибирского региона. Месторождения в Томской области преимущественно газоконденсатные, что в свою очередь позволяет говорить о значимости вопроса качественной подготовки газа.

Природный газ и продукты его переработки, направляемые промышленным и бытовым потребителям, должны соответствовать стандартам или техническим условиям их транспортирования, хранения, поставки и использования [10]. Поскольку газ транспортируется потребителям на дальние расстояния, то при его транспортировке крайне важна стабильность и надежность газотранспортных сетей. Основное осложнение, которое может возникнуть при эксплуатации ГТС, это выпадение в конденсат углеводородов и воды. Образование жидких фаз в трубопроводе приводит к снижению его пропускной способности, увеличивает требуемую мощность перекачивающих агрегатов, а также выводит из строя контрольно-измерительную и регулирующую аппаратуру. Поэтому основным требованием, предъявляемым к товарному газу, является температура точки росы по углеводородам и воде.

Температура точки росы – это температура, при достижении которой происходит начало конденсации паровой фазы [2]. Поэтому осушка газа до требуемой точки росы является основной задачей подготовки газа к транспорту. Согласно СТО Газпром 089-2010 для климатических зон с холодным климатом, температура точки росы по углеводородам в летний период должна быть не выше минус 5°C, а в зимний не выше минус 10°C.

Следует отметить, что к газу предъявляются требования по содержанию кислых компонентов, поскольку наличие данных веществ вызывает коррозию ГТС, а также нормируется содержание твердых примесей, приводящих к механическому разрушению трубопроводов и перекачивающей аппаратуры.

Еще одна задача, которая должна стоять перед нефтегазовыми компаниями при подготовке газа, помимо достижения ТТР, это максимальное извлечение целевых компонентов из газа. Целевые компоненты могут использоваться, как ценное сырье для нефтехимической и топливной промышленности. Так, к примеру, использование тяжелых углеводородов  $C_{5+V}$  в качестве моторного топлива более эффективно, чем использование в этих целях нефтепродуктов. Пропан-бутановая фракция может использоваться в качестве более экологичного топлива, а этан используют в химической промышленности для производства пластмасс и каучуков. К тому же из газа могут извлекаться такие компоненты, как азот, сера, гелий, которые также являются очень ценным сырьем в химической промышленности, и могут использоваться для различных целей. Поэтому рациональное использование сырья, которое может быть достигнуто только по средством повышения степени извлечения компонентов газа, является очень важной задачей.

Технология низкотемпературной сепарации, является одним из самых распространённых и эффективных методов осушки сырого газа северных месторождений. Использование технологии НТС, позволяет получать в качестве продукта не только товарный газ, но пропан-бутановые и бензиновые фракции. Эффективность процесса НТС зависит от целого ряда факторов, учитывая влияние которых, представляется возможным достичь более качественной подготовки газа. Поэтому целью данной работы является исследование основных факторов влияющих на процесс НТС на примере «М» месторождения.

## **1 Теоретические основы процесса низкотемпературной сепарации**

Процесс низкотемпературной сепарации является газодинамическим процессом и заключается в однократной конденсации целевых компонентов и отделении жидкой фазы. Отделение жидкой фазы от газа происходит в низкотемпературных сепараторах. Процессу сепарации предшествует процесс охлаждения с помощью холодопроизводящих устройств (дрессель, эжектор, детандер).

### **1.1 Физико-химические основы процесса низкотемпературной конденсации**

Процесс низкотемпературной конденсации можно рассматривать как процесс однократного охлаждения с конденсацией жидкой фазы.

Газ является многокомпонентной системой, поэтому фазовые переходы и критические области для него, имеют значительные отличия от таковых для чистых веществ.

Для более детального анализа фазовых переходов газовых смесей, можно рассмотреть фазовую диаграмму давление – температура (рисунок 1.1).

В некритических областях газ газоконденсатного месторождения ведет себя как индивидуальное вещество. При охлаждении газа и достижении температуры начала конденсации, из пара начнет конденсироваться жидкость. Поскольку каждый компонент газа имеет свою температуру конденсации при определенном парциальном давлении, то в процессе охлаждения в первую очередь преимущественно будут конденсироваться компоненты с наивысшей температурой конденсации.

Но также стоит учитывать, что газ имеет свойство растворяться в жидкости, поэтому в жидкую фазу переходят не только компоненты, которые должны

сконденсироваться при данной температуре, но и компоненты, температура точки росы, которых значительно ниже, этой температуры [4].

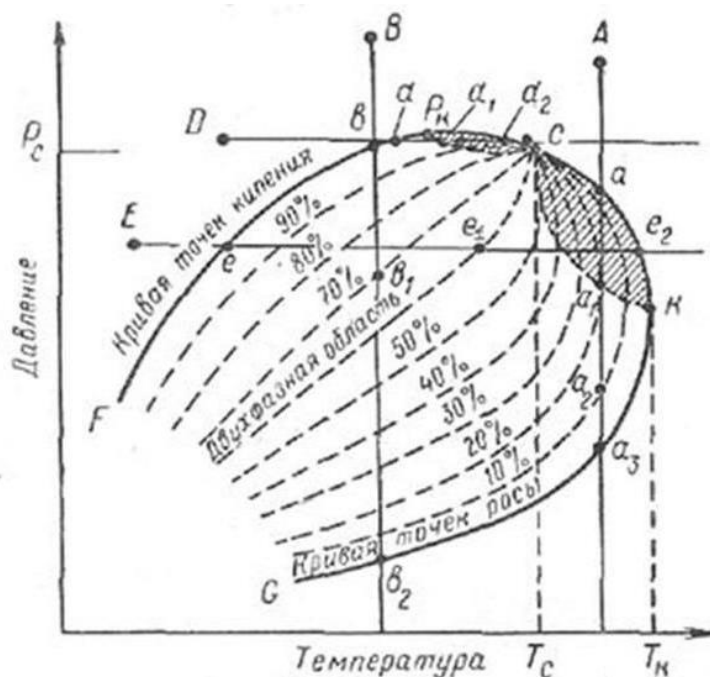


Рисунок 1.1 – Фазовая диаграмма  $P - T$  для многокомпонентной газовой системы [4]

При дальнейшем охлаждении, доля жидкости будет, увеличивается, при достижении кривой точек кипения весь пар превратится в жидкость.

Иначе ведет себя система в заштрихованных областях, которые соответствуют ретроградным процессам. Если проводить изотермическое снижение давления из точки  $A$  (рисунок 1.1), то в процессе расширения газа с момента пересечения кривой точек росы (точка  $a$ ), будет происходить увеличение доли жидкой фазы. В точке  $a_1$  содержание жидкой фазы достигнет своего максимума, при дальнейшем понижении давления содержание жидкой фазы будет уменьшаться, когда система пересечет точку  $a_3$ , содержание паровой фазы вновь станет равным 100%. Данное процесс называется ретроградной конденсацией, и имеет огромное значение при разработке газоконденсатных месторождений, поскольку в пласте, также происходит процесс изотермического снижения давления.

Процесс охлаждения газа продолжают до заданной степени конденсации паровой фазы, которая определяется степенью осушки газа, т.е. достижением требуемой точки росы, и степенью извлечения целевых компонентов. Охлаждение газа может достигаться, как с помощью устройств внутреннего холодильного цикла (дрессели, детандеры, эжекторы), так с помощью устройств внешнего холодильного цикла (АВО, пропановые холодильные циклы), где в качестве источника холода используется внешний хладагент.

Распределение компонентов по фазам характеризует константы фазового равновесия, которые являются функцией от давления температуры и состава равновесных фаз. Константой фазового равновесия называется отношения мольной концентрации данного компонента в газовой фазе, к его мольной концентрации в жидкой фазе и вычисляется по формуле:

$$K_i = \frac{x_i}{y_i}$$

где  $K_i$  – константа фазового равновесия;  $x_i$  – мольная концентрация компонента в газовой фазе;  $y_i$  – мольная концентрация компонента в жидкой фазе

## **1.2 Технология сепарации капельной жидкости**

### **Классификация сепараторов**

После конденсации в потоке газа образуется жидкая фаза, которая отделяется в процессе сепарации. Необходимость отделения жидкой фазы обуславливается требованиями к эксплуатации промышленного оборудования (компрессоры, дроссели, детандеры, трубопроводы). Процесс сепарации капельной жидкости реализуется с помощью специального сепарационного оборудования под названием сепараторы.

Сепараторы можно разделить по назначению на три типа [4]:

- 1) пробкоуловители и входные сепараторы, которые служат для отделения жидкостных пробок, капельной жидкости и механических примесей
- 2) промежуточные сепараторы, предназначенные для отделения капельной жидкости и подготовки газа для дальнейшей переработки.

3) концевые сепараторы, которые являются заключительным этапом подготовки газа, после его охлаждения до температур конденсации.

Также сепараторы можно разделять по характеру действующей силы. По характеру действующей силы, сепараторы бывают гравитационные, инерционные, вихревые или центробежные.

Все сепараторы имеют разгонную секцию, секцию выравнивания потока, где осаждаются капли жидкости, и секцию сбора жидкости.

Гравитационный, является одним из наиболее распространённых типов сепараторов. Его принцип действия основывается на осаждении частиц под действием силы тяжести. Гравитационные сепараторы бывают двух типов, вертикальные и горизонтальные.

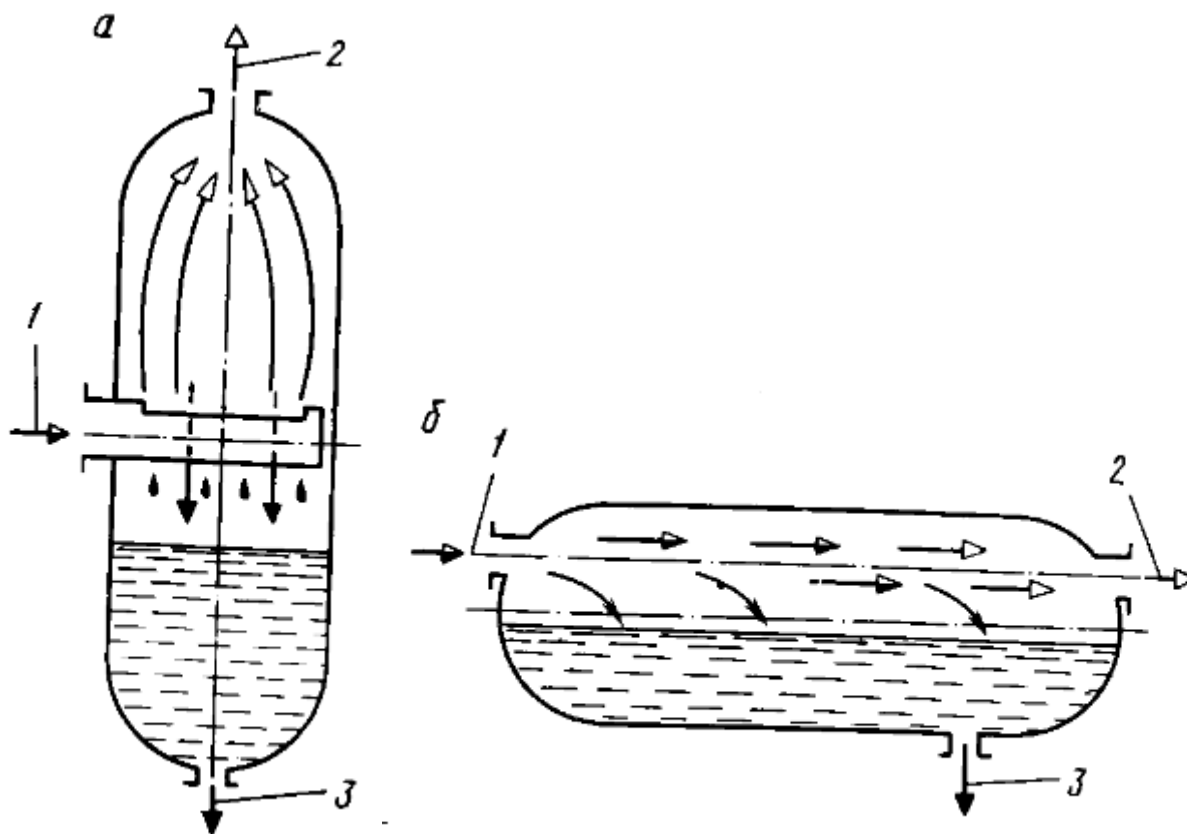


Рисунок 1.2 – Гравитационный сепаратор а) вертикальный б) горизонтальный [4]

В вертикальном сепараторе поток газа движется вверх, а сепарируемые примеси осаждаются вниз и выводятся с нижней части аппарата, поток газа соответственно выводится с верхней части аппарата.

В горизонтальном сепараторе поток газа движется горизонтально, а примеси осаждаются вниз. Горизонтальные сепараторы меньше чем вертикальные по размеру, однако, менее эффективны, особенно, если в потоке имеется большое содержание механических примесей (рисунок 1.2).

Инерционные сепараторы, принцип действия которых основан на способности сил инерции осаждать примеси при однократном или многократном изменении скорости и траектории потока, являются более эффективным конструктивным решением по сравнению с гравитационными сепараторами, поскольку обладают меньшей металлоемкостью.

Инерционные сепараторы могут выполняться с применением каплеуловительных насадок. В качестве каплеуловительных насадок могут применяться насадки жалюзийного, сетчатого, пластинчатого типа.

Принцип действия насадочных каплеуловителей основан на осаждении частиц за счет инерционных сил, возникающих при местных изменениях направления движения газожидкостного потока. Инерция частиц приводит к отклонению их от линии тока при обтекании препятствий, и они осаждаются на насадочных поверхностях [1].

В вихревых и центробежных сепараторах осаждение примесей происходит под действием центробежных сил при завихрении и закручивании потока. Данный тип сепараторов характеризуется высокой производительностью, отдельным отводом жидкости и газа, высокой надежностью, однако они имеют ограничения по жидкостным нагрузкам и значительное гидравлическое сопротивление [1].

В центробежном сепараторе (рисунок 1.4) гетерогенный поток подается на завихритель, в котором он раскручивается, жидкая фаза выводится через кольцевое пространство.



## Характеристика сепарационного оборудования

При выборе сепарационного оборудования руководствуются следующими показателями: эффективность разделения смесей, габаритно - массовый показатель, гидравлическое сопротивление.

Эффективность разделения определяется с помощью коэффициента сепарации. Коэффициент сепарации  $\eta$  находят из выражения (1.1) [4]:

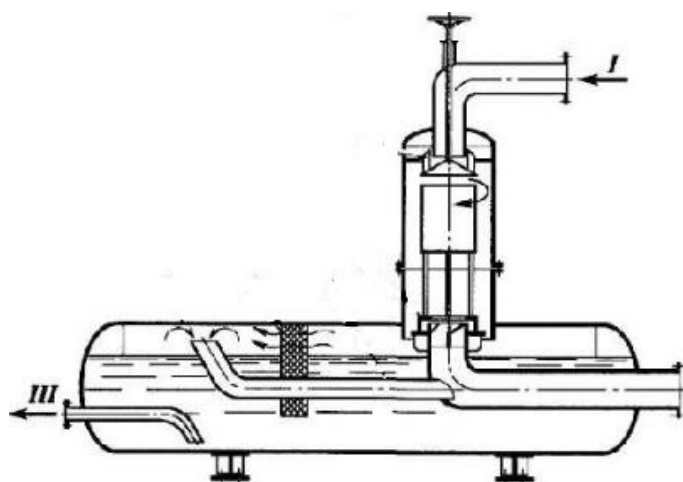


Рисунок 1.3 – Прямоточный центробежный сепаратор [4]

$$\eta = \frac{G_{\text{ТН}} - G_{\text{ТК}}}{G_{\text{ТН}}} \quad (1.1)$$

где  $G_{\text{ТН}}$ ,  $G_{\text{ТК}}$  — начальный и конечный расход жидкости

Поток на выходе из сепаратора содержит некоторое количество отсепарированной жидкой фазы, поскольку часть жидкой фазы уносится из сепаратора в потоке газа. По этой причине фактическая точка росы по углеводородам будет выше, чем изотерма конденсации. Следует также учитывать, унос жидкой фазы зависит от скорости движения газа в сепараторе. Чем выше скорость движения газа, тем большее количество жидкости уносится потоком. Скорость газа, при которой начинается срыв

капель с поверхности, называется критической. Значение уноса жидкой фазы, вызванной превышением критической скорости газа можно рассчитать по формуле [2]:

$$Y_{\Pi} = 600 \left( \frac{\omega}{\omega_{\text{кр}}} - 1 \right)^2$$

где  $\omega$  – фактическая скорость газа;  $\omega_{\text{кр}}$  – критическая скорость газа;  $Y_{\Pi}$  – унос жидкости за счет превышения скорости

Как показано в работах автора [2], существует зависимость между уносом жидкости и температурой точки росы, представленная в виде графика (рисунок 1.4).

Следующим по важности показателем является габаритно-массовая характеристика. Массовая характеристика определяется коэффициентом массы, а габаритная теоретической длительностью пребывания газа в аппарате. Теоретическую длительность пребывания газа в аппарате можно определить по формуле [4]:

$$\tau_{\Gamma} = \frac{V_{\text{ап}}}{Q_{\Gamma}}$$

где  $\tau_{\Gamma}$  – длительность пребывания газа в аппарате;  $V_{\text{ап}}$  – объем аппарата;  $Q_{\Gamma}$  – объемный расход через аппарат

Также немаловажное значение имеет гидравлическое сопротивление сепаратора, которое зависит главным образом от средней скорости движения газа в сепараторе, и коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\Delta P = \frac{\xi \rho_{\Gamma} W_{\Gamma}^2}{2}$$

где  $\Delta P$  – потери давления в аппарате, Па;  $\xi$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $\rho_{\Gamma}$  – плотность газа при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $W_{\Gamma}$  – средняя по сечению аппарата скорость газа, м/с.

Таким образом, выбор конкретной конструкции, является результатом комплексной оценки соответствующих характеристик аппарата.

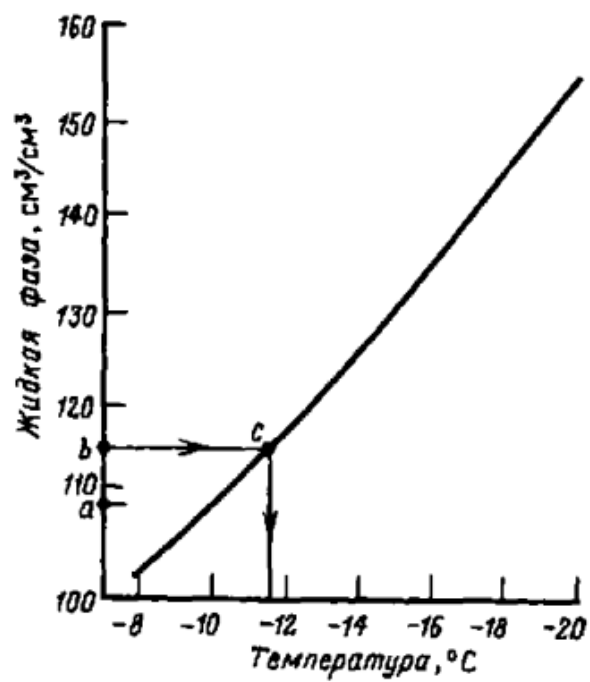


Рисунок 1.4 Зависимость фактической точки росы газа от уноса жидкости [2]

## **2 Влияние факторов на качество процесса низкотемпературной сепарации**

Основными факторами, влияющими на процесс НТС, являются давление, температура, число ступеней сепарации, газоконденсатный фактор и состав сырья.

### **2.1 Давление**

Давление оказывает огромное влияние на перераспределение компонентов газа по фазам. Как показано в работе автора [3], с увеличением давления степень извлечения более тяжелых компонентов снижается. Однако в целом количество образовавшегося конденсата увеличивается, что обусловлено конденсацией метана и этана. Таким образом, теряется четкость разделения фаз, селективность процесса, вместе с тяжелыми компонентами одновременно в жидкую фазу переходят более легкие. Поэтому подготовку газа за счет повышения давления, не нашла широкого применения в промышленной практике.

Наибольшее значение имеют перепад давления и давление максимальной конденсации.

Перепад давления используется холодопроизводящими устройствами (дроссель, детандер), для охлаждения газа при его расширении, до нужной температуры конденсации. Стоит также учитывать, что давление на последней ступени сепарации должно быть не ниже давления в магистральном трубопроводе. В противном случае, в технологическую схему придется включать ДКС.

Давлением максимальной конденсации называют давление, при котором наблюдается максимальный выход жидкой фазы. Каждый компонент природного газа, имеет свое значение максимального давления

конденсации. Существует графическая зависимость давления максимальной конденсации от температуры для каждого компонента (рисунок 2.1)

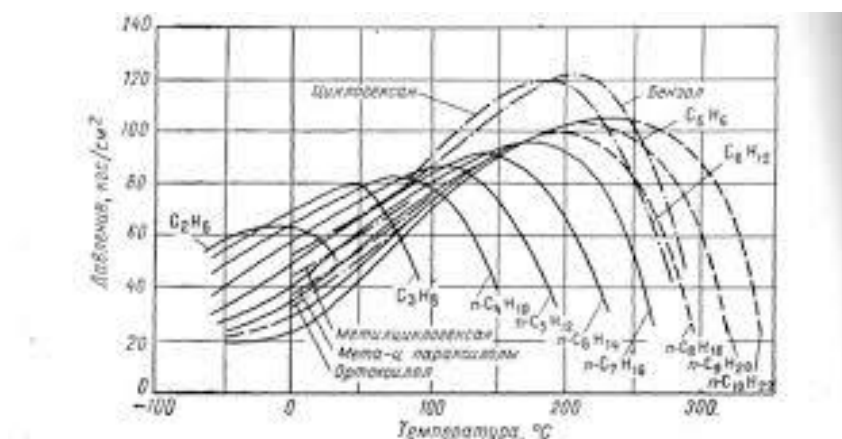


Рисунок 2.1 – Зависимость давления максимальной конденсации углеводородов различного строения от температуры [7]

Точки, соответствующие максимальной растворимости углеводородов в метане, одновременно являются точками его максимальной конденсации в жидкой фазе [7]. Для всех углеводородов с повышением температуры давление максимальной конденсации сначала возрастает, достигает максимума в определенной точки, а затем снижается. Чем тяжелее компонент, тем выше температура, которая соответствует наибольшему значению давления максимальной конденсации. Если рассматривать температуры при которых происходит промышленная сепарация (от 20°C до минус 20°C), то для углеводородных смесей давление максимальной конденсации будет меняться в пределах от 20 до 60 кгс/см<sup>2</sup>.

Для более полного извлечения целевых компонентов, давление и температура в последнем сепараторе, должна выбираться в соответствии с условиями максимальной конденсации. На промышленных установках подготовки газа, рабочее давление, как правило, находится в пределах 5,0 – 7,5 МПа [6].

## 2.2 Температура

Температуру на установке НТС выбирают в соответствии с необходимостью достижения точки росы, которая позволяет осуществлять магистральную транспортировку газа в однофазном состоянии. Основная часть  $C_{5+}$  отделяется уже на первой ступени сепарации при не значительных отрицательных температурах. Последующие ступени сепарации с более низкими температурными уровнями, предназначены для отделения пропан - бутановой фракции и этана. Причем чем легче компонент, тем более низкие температуры нужны для его конденсации. Также следует учитывать, что с понижением температуры, уменьшается избирательность процесса, ввиду преобладания степени конденсации легких фракций. Избирательность процесса определяется как отношение количества молей извлекаемого вещества, к общему количеству молей жидкой фазы [2].

## 2.3 Число ступеней сепарации

Как показано в работах автора [3], с увеличением числа ступеней сепарации уменьшается выход бутанов и углеводородов  $C_{5+В}$ . Исследование проводилось при одинаковых значениях температуры и давления в последнем сепараторе. Для всех составов наибольший выход конденсата наблюдался при сепарации в одну ступень, а наименьший в трехступенчатой сепарации.

Однако сепарация в одну ступень на практике не применяется, что связано необходимостью предварительной сепарации газа. Необходимость предварительной сепарации обуславливается требованиями к эксплуатации теплообменного и холодильного оборудования, поскольку входной газ содержит различные примеси (крупные капли воды, углеводородного конденсата, механические примеси, минеральные соли), они могут быстро вывести из строя аппаратуру [2].

Для увеличения выхода нестабильного конденсата при сепарации в несколько ступеней, в работе [3] автор, рекомендует в схемах НТС выбирать режим первой ступени сепарации, который обеспечивает минимальный выход углеводородного конденсата. Тем самым на вторую ступень сепарации поступает более тяжелый газ, и выход конденсата увеличивается.

Также в работе автора [5], была предложена технология, впрыска части отделившегося конденсата в первой ступени, в последнюю ступень сепарации, которая также позволяет получить более тяжелый газ в конечном сепараторе.

## 2.4 Конденсатный фактор

Конденсатный фактор, это показатель характеризующий содержание  $C_{5+B}$  в единице объема газа и имеет размерность  $г/м^3$  [3]. В зависимости от конденсатного фактора пластовая продукция делится на группы: а) с содержанием до  $50 г/м^3$  б) с содержанием от 50 до  $200 г/м^3$  в) с содержанием более  $200 г/м^3$ .

В работе автора [5], рассмотрен вопрос влияния конденсатного фактора на степень извлечения нестабильного конденсата. Исследовалась продукция газоконденсатного месторождения с различным конденсатным фактором, при давлении сепарации 6,5 МПа и температуре на последней ступени сепарации минус  $25^{\circ}C$ . Результаты расчетов приведены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Степень извлечения (% масс.) тяжелых углеводородов в технологии НТС [5]

Извлекаемые углеводороды	Степень извлечения при текущем конденсатном факторе, $г/м^3$		
	40–80	80–160	160–320
$C_2H_6$	3–6	6–13	13–24
$C_3-C_4$	17–25	25–40	40–57
$C_{5+B}$	85–92	92–96	96–98

На основании этих расчетов, автором был сделан вывод о снижении степени извлечения углеводородного конденсата при уменьшении конденсатного фактора. Для газоконденсатного месторождения со средним конденсатным фактором равным  $150 \text{ г/м}^3$ , степень извлечения  $C_{5+B}$  составляет порядка 92 %, фракции  $C_3 - C_4$  порядка 30%, а этана около 10%. Таким образом, в типовой технологии НТС реализуется недостаточно глубокая степень извлечения даже фракции  $C_{5+B}$ , не говоря уже о фракции  $C_3 - C_4$ .

Также в работе [5] была получена графическая зависимость степени извлечения  $C_{5+B}$  от температуры НТС при различном конденсатном факторе (рисунок 2.3), и степень дегазации  $C_3 - C_4$  от температуры (рисунок 2.2).

Снижение температуры сепарации до низких значений, приводит к замедлению роста степени извлечения фракции  $C_{5+B}$ , особенно это наглядно видно при высоких значениях конденсатного фактора. При этом степень извлечения пропан – бутановой фракции растет монотонно, но её значения также зависят во многом от конденсатного фактора. Таким образом, для глубокого извлечения фракции  $C_{3+}$ , необходимо значительно снизить как давление, так и температуру в концевой ступени сепарации.

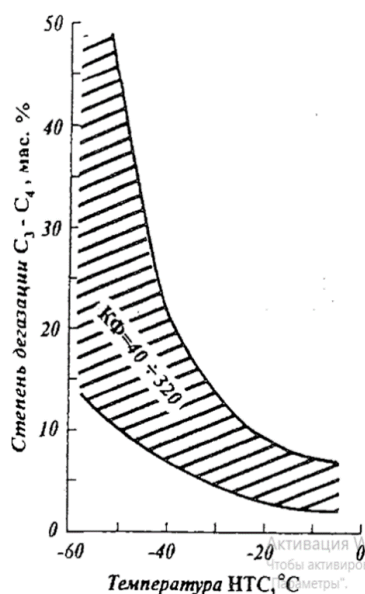


Рисунок 2.2 Зависимость степени извлечения  $C_{5+}$  от температуры НТС [5]

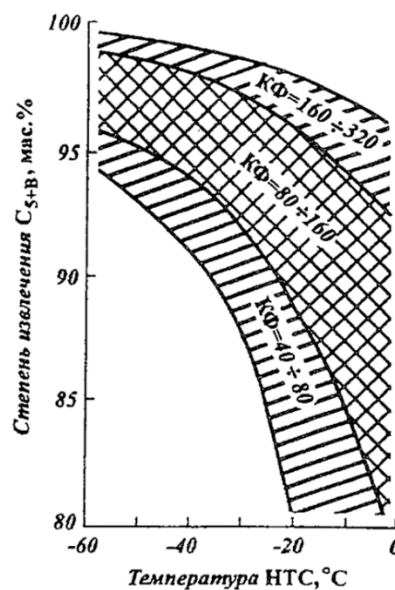


Рисунок 2.3 – Зависимость степени дегазации пропан-бутанов от температуры НТС [5]



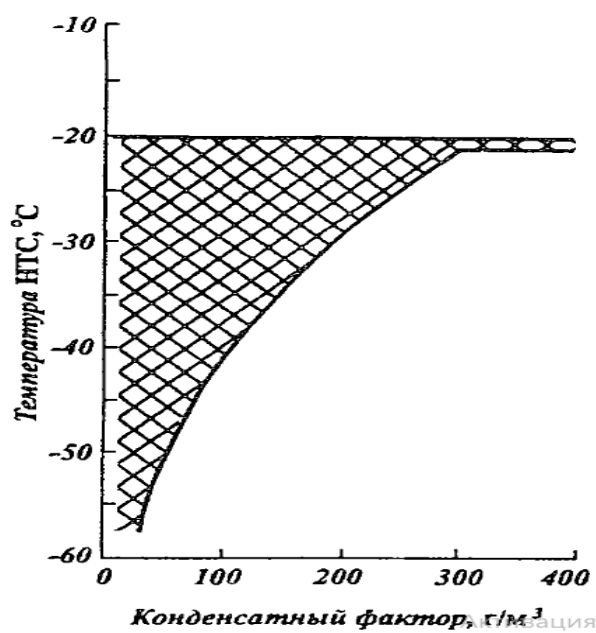


Рисунок 2.4 – Температурная область применения технологии НТС в зависимости от конденсатного фактора [5]

Область эффективного применения стандартной технологии НТС с эжектором представлена на рисунке 2.4. Например, при высоком конденсатном факторе, свыше  $200 \text{ г/м}^3$ , не имеет практического смысла опускать температуру сепарации ниже минус  $30^\circ\text{C}$ . Однако для тощих газов с конденсатным фактором  $50 \text{ г/м}^3$ , оптимальная температура сепарации порядка минус  $50^\circ\text{C}$ .

Таким образом, на основании всего выше изложенного, можно сделать вывод, что конденсатный фактор играет очень важную роль в процессе подготовки газа. Также стоит учесть, что конденсатный фактор имеет непосредственную связь с составом сырья.

## 2.5 Состав сырья

От состава сырья зависит степень извлечения жидких углеводородов. Чем тяжелее состав смеси, и больше средняя молекулярная масса, тем выше степень извлечения компонентов  $\text{C}_{5+}$ . Однако, при осушке газа с молекулярной массой около 22 и соответствующей средней молярной температурой кипения около минус  $133^\circ\text{C}$ , утяжеление состава исходной

смеси практически не оказывает влияния на степень извлечения компонентов  $C_{5+B}$  [6].

Чем легче состав смеси, тем более низкая температура сепарации необходима для отделения углеводородного конденсата. С целью увеличения выхода углеводородного конденсата для тощих газов, их составы иногда утяжеляют, путем введения в исходную смесь потока стабильного конденсата или других углеводородных жидкостей.

### **Способы понижения температуры**

Понижение температуры на промышленных установках НТС, как правило, происходит при расширении газа за счет перепада избыточного устьевого давления. Расширение газа может протекать изоэнтальпийно, это значит, газ будет дросселироваться, или изоэнтропийно, в таком случае будет происходить его детандирование. Также возможно охлаждение газа с использованием внешнего источника холода. При этом понижение температуры будет происходить за счет холода, полученного от хладагента, не зависящего от потока самой продукции.

### **2.6 Дросселирование**

При дросселировании, работа совершаемая газом, затрачивается на преодоление сил трения в отверстии дроссельного устройства и переходит в тепло, в результате этого процесс расширения происходит без изменения энтальпии (изоэнтальпийно) [1]. При постоянстве энтальпии идеального газа, будет сохраняться постоянство температуры, но если рассматривать дросселирование реальных газов, то при постоянстве энтальпии, температура газа будет меняться. Данный факт объясняется тем, что энтальпия зависит не только от температуры, но и от давления газа.

Процесс дросселирования при характерных термобарических условиях промышленных установок для газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному снижению температуры, порядка

Различают два вида дроссель эффекта: интегральный и дифференциальный. Дифференциальный дроссель эффект показывает изменение температуры при бесконечно малом изменении давления, на практике им пользуются редко. Интегральный дроссель эффект показывает снижение температуры при значительном изменении давления и его значение можно определить по формуле [5]:

$$\delta = \frac{T_1 - T_2}{P_1 - P_2}$$

The diagram illustrates a closed-loop hydraulic system with the following components and flow paths:

- Components:**
  - 1:** A horizontal cylinder (actuator) with an inlet on the left and an outlet on the right.
  - 2:** A pump (represented by a circle with a wavy line) located at the top center.
  - 3:** A valve (represented by a triangle with a vertical line) located to the right of the pump.
  - 4:** A horizontal cylinder (actuator) located on the right side.
  - 5:** A pump (represented by a circle with a wavy line) located at the bottom right.
  - 6:** A pump (represented by a circle with a wavy line) located at the bottom center.
  - 7:** A rectangular component, likely a valve or filter, located at the bottom left.
  - 8:** A rectangular component, likely a valve or filter, located at the bottom left, below component 7.
  - 9:** A horizontal cylinder (actuator) located at the bottom left.
- Flow Paths:**
  - I:** Inlet flow to component 1, labeled "Вход" (Input).
  - II:** Outlet flow from component 4, labeled "Выход" (Output).
  - III:** Outlet flow from component 1, labeled "III".
  - IV:** Flow path from component 5 to component 9.
  - V:** Outlet flow from component 9, labeled "Выход" (Output).
  - VI:** Flow path from component 9 to component 8.
  - VII:** Flow path from component 1 to component 6.

27

На рисунке 2.4 представлен вариант технологической схемы НТС с дросселем.

Поток сырого газа поступает во входной сепаратор 1, где происходит его первичная сепарация. После того как от газа отделена жидкая фаза, образовавшаяся в газосборных сетях и стволе скважины, газ направляется в теплообменник 2 типа «газ–газ», где происходит рекуперация холода дросселированного газа. В результате теплообмена газ охлаждается на 10–15°C, и подается на расширительное устройство 3, где вследствие эффекта Джоуля-Томсона его температура понижается от минус 10°C до минус 30°C, и происходит конденсация тяжелых углеводородов. Выпавший конденсат отделяется от газа в сепараторе 4, после чего сухой газ проходит через теплообменники 2 и 5 и покидает установку. Эффективность охлаждения, получаемого по средством изоэнтальпийного расширения может достигать от 10 до 15°C на 1 МПа перепада давления.

Расчеты показывают, что в теплообменнике, дросселе и низкотемпературном сепараторе термобарические параметры природного газа отвечают области стабильности газовых гидратов кубической структуры II. Для предотвращения образования гидратов используются ингибиторы гидратообразования. Впрыск ингибитора гидратообразования предусматривается как перед теплообменником 2, так и перед дросселем в объеме, необходимом для предупреждения гидратов с тем, чтобы обеспечить безгидратный режим эксплуатации технологического оборудования [5].

Жидкая фаза, отделившаяся в сепараторе 4, направляется в трехфазный разделитель 9, где происходит его частичная дегазация и разделение на нестабильный конденсат и водный раствор ингибитора. Нестабильный конденсат выводится на установку его стабилизации.

Приведенная схема является двухступенчатой, но также возможно включение еще одного сепаратора в схему перед дросселем, в таком случае сепарация газа станет трехступенчатой. В промысловых условиях схемы с числом ступеней сепарации больше трех широко применения не нашли.

К основным преимуществам приведенной технологии НТС можно отнести: [5]

- При наличии свободного перепада давления, низкие капитальные расходы и эксплуатационные затраты, особенно в начальный период времени;
- Технология проста в эксплуатации и техническом обслуживании, тем самым возможно использования персонала средней квалификации;
- Легкость регулирования технологического процесса, а также возможность дополнения и постепенного совершенствования технологии в связи с падением пластового давления;

Благодаря данным преимуществам технология НТС с использованием изоэнтальпийного расширения получила широкое применение в отечественной промысловой практике. Однако данная технология все же имеет ряд недостатков, основные из которых:

- Повышение температуры сепарации, вследствие истощения дроссель – эффекта, из-за падения пластового давления. В результате снижается степень извлечения тяжелых углеводородов и повышается температура точки росы.
- Термодинамическое несовершенство изоэнтальпийного расширения как холодопроизводящего процесса. Потенциальная работа, которую мог бы совершить расширяющийся газ, усваивается потоком в форме теплоты, тем самым эффективность охлаждения снижается [5].

## **2.7 Детандирование**

Детандированием называется изоэнтропийное расширение газа с совершением внешней работы, которое осуществляется с помощью детандерных устройств. Детандеры могут быть поршневой, ротационной конструкции, но наибольшее распространение в промысловой практике получили турбинные детандеры.

Газ после расширения, совершает внешнюю работу, вращая колесо турбины, тем самым он расходует свою энергию, за счет чего охлаждение происходит более эффективно. Работа, совершаемая газом, может расходоваться на выработку электричества, а также для компримирования товарного или низконапорного газа, если на одном валу с турбиной установлен компрессор.

Также следует отметить, что при использовании турбодетандеров в схемах НТС, сепарация газа оказывается минимум трехступенчатой, поскольку существуют строгие требования по содержанию капельной жидкости поступающей на детандер. На рисунке 2.5 представлена сравнительная зависимость снижения температуры при изохальпийном и изохтропийном расширения.

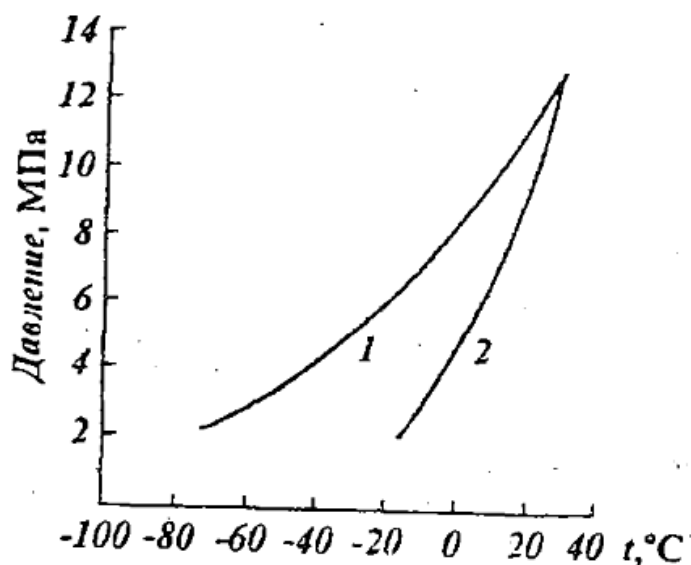


Рисунок 2.5 – график снижения температуры при изохальпийном (2) и изохтропийном(1) расширении [2]

Для одинакового перепада давления при изохтропийном расширении снижение температуры будет в 2–3 раза больше чем при изохальпийном. Причем чем ниже температура входного газа, тем выше будет эффективность охлаждения.

Холодопроизводительность детандера можно определить по уравнению:

$$g = A = \frac{KR}{K-1} T_1 \left[ 1 - \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{K-1}{K}} \right]$$

где  $g$  – холодопроизводительность процесса;  $A$  – работа расширения;  $R$  – универсальная газовая постоянная;  $K$  – показатель адиабаты;  $T_1$  – температура газа перед расширением;  $p_1$  и  $p_2$  – давление до и после расширения [8].

Из уравнения следует, что холодопроизводительность зависит от температуры входного газа, перепада давления, и состава газа, чем и обусловлен показатель адиабаты.

Основным преимуществом применения детандеров, является существенное снижение перепада давления, для достижения необходимой температуры сепарации, что в свою очередь позволяет значительно продлить срок службы установки. Также при необходимости возможно достижение значительно более низких температур (до минус 93°C), для более глубокого извлечения целевых компонентов.

Основным недостатком данной технологии, является низкая эксплуатационная надежность турбодетандеров отечественного производства, а также сложные условия эксплуатации, характеризующиеся переменным режимом как по расходным, так по термобарическим параметрам [9].

### **3 Постановка задачи исследования**

Россия является одним из лидеров по сжиганию попутного нефтяного газа на факелах. Только в 2010 г. на факельных устройствах было сожжено 15 млрд. м<sup>3</sup>, что составляет 23,6% от общей добычи газа за этот год [6].

С 2009 г. постановлением Правительства РФ №7, назначен штраф за сверхнормативное сжигание ПНГ, а также в случаях отсутствия средств измерения и учета газа. Целью данного постановления было достижение на утилизации ПНГ до уровня не менее 95% [6].

Основным способом утилизации ПНГ (около 70%) в отечественной промышленной практике на данный момент все еще остается использование как топлива для выработки электроэнергии. При этом вместе с газом также сгорают ценные компоненты, которые могут быть извлечены и переработаны, поэтому такой способ утилизации нельзя назвать рациональным.

Одним из эффективных способов утилизации ПНГ, может быть его смешение с более легким газоконденсатным газом, и их совместная переработка на установках НТС. Добавление нефтяного газа в газоконденсатный, приводит к утяжелению состава смеси относительно состава газоконденсатного газа и увеличивает конденсатный фактор. Таким образом, смешение газов может повысить степень извлечения компонентов C<sub>3+</sub> тощего газа. Такой путь рационального использования нефтяного применяется на месторождениях Томской области.

Поэтому целью данной работы, является изучение влияния конденсатного фактора, а также температуры и давления на степень извлечения пропан-бутановой фракции и углеводородного конденсата.

Задачи исследования:

- изучить технологию процесса низкотемпературной сепарации (НТС) природного газа на примере УКПГиК месторождения «М»;



- разработать моделирующую схему процесса НТС;
- исследовать влияние давления, температуры и конденсатного фактора на эффективность процесса НТС;
- оценить технологическую и экономическую эффективность предлагаемой технологии.

## **4    Объект и методы исследования**

### **4.1   Геологическая характеристика месторождения**

## 4.2 Характеристика программного комплекса UniSim Disign

Современные технологические процессы столь сложны, что для их описания недостаточно применение только аналитики, поэтому в последнее время для изучения данных процессов, все чаще используют имитационную модель. Работа с имитационной моделью позволяет значительно упростить исследовательский процесс, поскольку в программной среде условия исследования менять гораздо проще, чем при проведении реального эксперимента. К тому же иногда при работе с реальной моделью вообще не представляется возможным создание условий представляющих исследовательский интерес.

Программный комплекс UniSim Disign, позволяет создавать статические и динамические модели описывающие технологические режимы работы объектов исследования. Программные пакет позволяет моделировать процессы добычи и промысловой подготовки нефти и газа, а также процессов нефтепереработки и нефтехимии. UniSim Design позволяет пользователям точно оценивать физические свойства, свойства переноса и фазовые состояния. Данный программный комплекс нашел широкое применение в промысловой практике, поскольку позволяет рассчитывать различные варианты технологического процесса в зависимости от производственных целей и условий, и выбирать наиболее эффективный.

Для удобства задания свойств, работа в программном комплексе разделена на Технологическую и Базисную среду. В Базисной среде происходит главным образом задание набора свойств, термодинамического пакета и компонентов. В Технологической среде задаются непосредственно материальные потоки, технологические аппараты и процессы.

UniSim Design, позволяет разбивать большие схемы на более малые компоненты, организовывать так называемый «модульный расчет». Таким образом, появляется возможность более детального изучения каждого компонента, в то же время, сохраняя целостность схемы. Также в

программном комплексе существует возможность использовать в расчетах одновременно различные варианты пакетов свойств, а также заранее подготовленные макеты подсхем.

Все перечисленные достоинства позволяют говорить о UniSim Design, как не только эффективном инструменте моделирования, но и достаточно удобным и доступным в использовании программным продуктом, позволяющим работать в нем не только квалифицированным специалистам.

## **5    Технология подготовки газа**

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Манилов Антон Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определяется согласно прейскуранту ПАО «Газпром»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расходов определялись на основании проекта [21]
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %;

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

1. Обоснование капиталовложений для разработки (ПР)	Расчет капиталовложений внедрения нового оборудования
2. Оценка экономической эффективности ПР	Расчет годового экономического эффекта от прироста прибыли, определение срока окупаемости К.В., расчет экономической эффективности

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей)

--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Манилов Антон Сергеевич		

## **6 Финансовый менеджмент**

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, каков бюджет научного проекта, какой срок потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

### **6.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности ОАО «Востокгазпром»**

ОАО «Востокгазпром» — дочернее предприятие ПАО «Газпром». Компания, созданная в 1999 году, первой в Томской области приступила к добыче природного газа. Это событие стало началом новой для региона газодобывающей отрасли.

ОАО «Востокгазпром» специализируется на добыче нефти и газа и реализует стратегию, направленную на достижение конкурентного преимущества в освоении сложных месторождений углеводородов. Компания обеспечивает полный производственный цикл от освоения месторождений, добычи углеводородного сырья до подготовки и получения товарной продукции. Востокгазпром планомерно расширяет производственные мощности, совершенствует технологические процессы интенсификации добычи и подготовки сырья, реализует программы геологоразведочных работ.

В долгосрочной перспективе руководство Компании видит свою стратегическую задачу в достижении и удержании инженерного и технологического лидерства в области разработки малых и средних месторождений углеводородов. Конкурентным преимуществом Компании является накопленный опыт в разработке указанных месторождений.

## **6.2 Исходные данные для расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи**

Подготовка углеводородов на месторождении осуществляется на специально созданных установках и заключается в доведении основных параметров добываемых углеводородов до необходимых норм. Под специфику каждого месторождения строятся свои установки, для нефтяных, обычно, возводятся установки подготовки нефти, сброса воды и утилизации попутного нефтяного газа, в то время как для газовых месторождений строятся установки комплексной подготовки газа, которые включают в себя установку подготовки природного газа и установку детализации и стабилизации конденсата. Строительство установок для подготовки газа и нефти совместно происходит в исключительных случаях.

В 2015 г на X «М» месторождения внедрена технология охлаждения газа с использованием турбодетандерных агрегатов. Использование турбодетандерного агрегата позволяет достигать более низких температур в



низкотемпературном сепараторе, что приводит к большему извлечению углеводородов фракции  $C_{3+}$ .

### 6.3 Расчет капитальных вложений

С целью соблюдения федерального закона № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» от 27 июля 2006 г. [22] и защиты коммерческой тайны ОАО «Томскгазпром», все данные, касающиеся расчета экономической эффективности, использованные в данной работе, изменены путем введения коэффициентов, на которые умножаются либо делятся фактические данные.

Исходные данные необходимые для расчета были взяты из годовых отчетов планового отдела, за 2016 год.

Одним из основных показателей при расчете экономической эффективности являются капитальные затраты. Объем капитальных затрат по проектируемому (реконструируемому) подразделению определяется как сумма стоимости приобретения нового оборудования, затрат на проектирование, затрат на инженерные работы, затраты на монтаж оборудования. Стоимость расходов определяется как процентная часть от стоимости оборудования. Значения коэффициентов и методика расчета взяты из проекта [21], и приведены в таблице 6.1

Таблица 6.1 – Процентные значения капитальных затрат от стоимости оборудования [21].

Виды расходов	Процентная часть от стоимости оборудования
транспортные расходы	5%
затраты на проектирование	5%
затраты на инженерные работы и обучение составляют	7%
затраты на монтаж нового оборудования	6%

Расчет затрат:

1) стоимость приобретения нового оборудования (таблица 6.2);

Таблица 6.2 – Стоимость приобретения нового оборудования согласно прейскуранту [19]

2) транспортные расходы составляют 5% от стоимости:

$$K_T = 0,05 \times 130\,000\,000 = 6\,500\,000.;$$

3) затраты на проектирование составляют 5% от стоимости:

$$K_{пр} = 0,05 \times 130\,000\,000 = 6\,500\,000 \text{ руб.};$$

4) затраты на инженерные работы и обучение составляют 7% от стоимости:

$$K_{ир} = 0,07 \times 130\,000\,000 = 9\,100\,000 \text{ руб.};$$

5) затраты на монтаж нового оборудования составляют 6% от стоимости:

$$K_M = 0,06 \times 130\,000\,000 = 7\,800\,000 \text{ руб.};$$

Общая сумма капитальных затрат составляет:

$$K = K_n + K_T + K_{пр} + K_{ир} + K_d + K_M ;$$

$$K = 159\,900\,000 \text{ руб.}$$

#### **6.4 Расчет дополнительных эксплуатационных издержек**

Эксплуатационные издержки — расходы на поддержание используемого производственного оборудования, механизмов, машин (и пр.) в работоспособном состоянии, также это издержки на ремонт производственных мощностей.

Значения эксплуатационных издержек рассчитаны сложением эксплуатационных затрат. Сумма каждой из затрат определена, как процентная часть от стоимости капитальных затрат. Значения коэффициентов и методика расчета затрат, взяты в соответствии с проектом [3].

Таблица 6.3 – Процентные значения дополнительных эксплуатационных издержек от суммы капитальных затрат [21].

Виды расходов	Процентная часть от капитальных затрат
Амортизационные отчисления	10%
Затраты на все виды ремонта	2%
Затраты на содержание и обслуживание	3%
Прочие затраты	5%

1) Амортизационные отчисления на оборудование составляют 10% от капитальных затрат:

$$A = K \times N_A, \text{ где } N_A - \text{средняя норма амортизации (10\%)}$$

$$A = 159\,900\,000 \times 0,1 = 15\,990\,000 \text{ руб.};$$

2) Затраты на все виды ремонта, кроме капитального, составляют 2% от стоимости капитальных затрат:

$$З_p = 0,02 \times 159\,900\,000 = 3\,198\,000 \text{ руб.};$$

3) Затраты на содержание и обслуживание составляют 3% от стоимости капитальных затрат:

$$З_{об} = 0,03 \times 159\,900\,000 = 4\,797\,000 \text{ руб.};$$

4) Прочие затраты составляют 5% от стоимости капитальных затрат:

$$З_{пр} = 0,05 \times 159\,900\,000 = 7\,995\,000 \text{ руб.};$$

5) Общая сумма дополнительных капитальных издержек:

$$З_{экс.общ} = A + З_p + З_{об} + З_{пр};$$

$$З_{экс.общ} = 31\,980\,000 \text{ руб.}$$

## 6.5 Расчет экономических показателей

Продуктами УКПГ месторождения «М», являются товарный газ, и нестабильный конденсат. Повышение технологической эффективности не оказывает влияние на количество подготавливаемого товарного газа, а вот выход конденсата увеличивается, следовательно, и увеличивается его получаемое количество. Конечный продукт из конденсата, получают на установке его стабилизации (УДСК), в виде стабильного конденсата и

пропан – бутановой фракции (СПБТ). Именно увеличение получаемого количества данных продуктов, может принести прирост прибыли.

Использование ТДА на УКПГ позволяет извлекать большее количество пропана и конденсата (таблица 6.4).

Таблица 6.4 Количество получаемой продукции в соответствии с промышленными данными [23]

Количество дополнительного извлеченного конденсата за год:

$$Q_{\text{ск}} = (Q_{1\text{ср}} - Q_{1\text{нр}}) \cdot t$$

$$Q_{\text{ск}} = (10935 - 10293) \cdot 365 \cdot 24 = 5623920 \text{ кг/год} = 5624 \text{ т/год}$$

Количество дополнительного извлеченного СПБТ за год:

$$Q_{\text{ск}} = (Q_{2\text{ср}} - Q_{2\text{нр}}) \cdot t$$

$$Q_{\text{спбт}} = (16629 - 11505) \cdot 365 \cdot 24 = 44886240 \text{ кг/год} = 44886 \text{ т/год}$$

Таблица 6.5 Стоимость 1 т продукции в соответствии прейскуранту ПАО «Газпром» [19]

Продукт	Стоимость (руб.)
Стабильный конденсат	15475
СПБТ	18000

Прибыль от дополнительно извлеченного продукта будет равна, произведению количества (Q) и стоимости (S) продукта.

$$\Pi = Q \cdot S$$

Прибыль от дополнительного извлеченного конденсата за год:

$$\Pi_{\text{ск}} = 5624 \cdot 15475 = 87031400 \text{ руб.}$$

Прибыль от дополнительного извлеченного СПБТ за год:  $\Pi_{\text{спбт}} =$

$$44886 \cdot 18000 = 807948000 \text{ руб.}$$

Таблица 6.6 – Таблица полученных результатов

Прирост прибыли будет равен сумме прибыли от дополнительного извлечения обоих продуктов.

Прирост прибыли:

$$\Delta\P = \Pi_{\text{ск}} + \Pi_{\text{спбт}} = 87031400 + 807948000 = 894\,979\,400 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект от внедрения нового оборудования будет равен приросту прибыли за вычетом дополнительных капитальных издержек.

Годовой экономический эффект от внедрения нового оборудования:

$$\mathcal{E}_{\text{фгод}} = \Delta\P - \mathcal{Z}_{\text{экс.общ}} = 894\,979\,400 - 31\,980\,000 = 862\,999\,400 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости капитальных вложений - это отношение затрат на модернизацию к годовому экономическому эффекту:

$$T = K / \mathcal{E}_{\text{фгод}} = 159\,900\,000 / 887\,353\,400 = 0,18 \text{ года.}$$

Экономическая эффективность - отношение годового экономического эффекта к затратам на создание и внедрение новой системы управления составит:

$$\mathcal{E}\phi = \mathcal{E}_{\text{фгод}} / K = 887\,353\,400 / 159\,900\,000 = 5,55.$$

Результаты технико-экономического обоснования приведены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 - Технико–экономическое обоснование

Статьи затрат	Затраты	Единицы измерения
Капитальные затраты:		
Стоимость нового оборудования	131 000 000	руб.
Транспортно-заготовительные	6 500 000	руб.
Проектирование	6 500 000	руб.
Инженерные работы и обучение	9 100 000	руб.
Монтаж нового	7 800 000	руб.

оборудования		
<b>Итого:</b>	<b>159 900 000</b>	<b>руб.</b>
<b>Эксплуатационные затраты:</b>		
Амортизационные отчисления	15 990 000	руб.
Затраты на ремонт	3 198 000	руб.
Содержание и обслуживание приборов и средств автоматизации	4 797 000	руб.
Прочие затраты	7 995 000	руб.
<b>Итого:</b>	<b>31 980 000</b>	<b>руб.</b>
Прирост прибыли	894 979 400	руб.
Годовой экономический эффект	862 999 400	руб.
Срок окупаемости капитальных затрат	0,18	год
Экономическая эффективность	5,55	

Предложенный режим с новым турбодетандерным агрегатов позволяет увеличить выход стабильного конденсата и СПБТ и получить годовой экономический эффект в размере 862 999 400 руб. Дополнительные капитальные затраты окупятся в течение трех месяцев. Экономическая эффективность дополнительных капитальных затрат равна 5,55.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5П	Манилов Антон Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

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

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочая зона – нефтегазоконденсатное месторождение "Х" (Томская область), в частности Установка комплексной подготовки газа и конденсата, кустовой сепаратор. Расположено в Каргасокском районе Томской области, в 450 км к северо–западу от г. Томска. При выполнении работ на УКПГК могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Происходит негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Конституция Российской Федерации. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности</p>

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

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>При выполнении работ на объектах УКПГ существует целая группа вредных факторов, которые снижают производительность труда. Поэтому перечень задач поставленных для исследования:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Рассмотреть утечки токсичных, вредных веществ в атмосферу, повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны вследствие разгерметизации трубопроводов. Повреждения в результате контакта с животными.</li> <li>2. Изучить Повышенный уровень вибрации и шума от работы оборудования;</li> <li>3. Проанализировать отклонение показателей климата на открытом воздухе (неудовлетворительные Метеоусловия)</li> <li>4. Изучить повышенную загазованность рабочей зоны.</li> </ol>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства)</li> </ul>	<p>При выполнении работ на объектах УКПГ могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Поражение электрическим ток;</li> <li>Возникновение статического электричества вследствие трения слоев нефти. Средства защиты: заземление, уменьшение скорости налива.</li> <li>2. Пожароопасность и взрывоопасность. Источниками пожарной опасности при сварочных работах, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла,</li> </ol>

<i>пожаротушения)</i>	<i>недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании. Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места.</i>
<b>3. Охрана окружающей среды:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<i>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние гидросферы. Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления. Комплекс мер по охране окружающей среды.</i>
<b>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<i>Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций. Описание возможных источников пожара. Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения взрыва или пожара.</i>
<b>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<i>1. Правовые основы экологической политики 2. Документы, регулирующие отношения природопользователя с местной администрацией 3. Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.</i>
<b>Перечень графического материала:</b>	
<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5П	Манилов Антон Сергеевич		



## 7 Социальная ответственность

### 7.1 Производственная безопасность

Выполнение работ на установке подготовки газа сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 7.1. Таблица 7.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы [17]

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Сливоналивные операции в резервуарных парках и автоналивных эстакадах; Сварочные работы в емкостях, аппаратах и колодцах; Установка и снятие заглушек; Работы в местах возможного обитания медведей	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися 5. Повышенный уровень шума и вибрации	1. Статическое электричество 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке 3. Поражение электрическим током; 4. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.005-88[2] ГОСТ 12.1.038-82[3] СанПиН 2.2.4.548-96[4] ГОСТ 12.1.038-82[5] ГОСТ 12.1.004-91[6] ГОСТ 12.1.007-76[7] ГОСТ 12.1.008-76[8]

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

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

## Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов[20].

Таблица 7.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м <sup>3</sup> (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Масло промышленное	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании внутрь.	9,6
Ингибитор коррозии СНПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Деэмульгатор-сепарол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Метанол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

## Метеоусловия

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°C и ниже и теплый период года,

характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°C.

Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). К категории Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

К категории Ib относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории Pa относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории Pb относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории PIII относятся работы с интенсивностью энергозатрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий [20].

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а [17] работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (таблица 7.3)

Таблица 7.3 – Погодные условия, при которых запрещается проведение работ [17]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °C
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

## **Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ внутри закрытых емкостей допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ внутри емкости. В допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности.

До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей. Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12 В и осторожно, не имея в руках никаких предметов, опускается в емкость.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего

дублера. Для емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости осуществляется только через нижний люк.

Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий выполняемых в них работ. При работе с применением противогаза срок единовременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин.

### **7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)**

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

#### **Статическое электричество**

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев газа и конденсата друг о друга, или со стенкой трубы (оборудования).

Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;

- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

### **Электрическая дуга и металлические искры при сварке.**

Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании [18].

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000–4000 °С и поэтому может воспламенить любое горючее вещество, причем не только при непосредственном касании, но и на некотором расстоянии. Частицы раскаленного металла (искры), образующиеся в процессе сварки, могут разлетаться на расстояние 4–6 м. При неисправности электрооборудования может произойти воспламенение электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм<sup>2</sup> – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами [20].

## **Опасность поражения электрическим током**

Напряжение электропитания - трехфазное 380/220 В, частотой 50 Гц по двум вводам от двух независимых источников - основное напряжение - по I категории.

Выполнено заземление оборудования, обеспечивающее безопасность обслуживания персонала при эксплуатации и ремонте, молниезащита объекта.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов.

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения. Согласно ГОСТ ИЕС 61140-2012 [22] для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

## **7.2 Экологическая безопасность**

Основные вредные воздействия и природоохранные мероприятия провидены в таблице 7.4

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03[10] принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны.

Таблица 7.4 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации установки подготовки нефти [22]

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г. Томск
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ при сжигании нефтяного газа на факелах и продувке оборудования	Строительство газокompрессорной станции

Таблица 7.5 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон [19]

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов



--	--

### **7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **Анализ возможных ЧС**

Взрыв и пожар представляет собой большую опасность, как для персонала, так и для окружающей среды. Причиной возникновения пожара и взрыва на установках промысла является разгерметизация трубопровода вследствие человеческого фактора, износа оборудования или стихийного бедствия.

#### **Пожарная и взрывная безопасность**

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны).

Главная задача при возникновении пожара — его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными

средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

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

Правовые основы экологической политики при разработке проектных решений базируются на основных положениях политики ОАО "Газпром" в области охраны окружающей природной среды, безопасности и здоровья работников на производстве (постановление Правления ОАО "Газпром" от 20.04.2000 г. № 14) и включают следующие направления экологической деятельности [19]:

- соответствие законам, государственным и отраслевым нормативно-методическим документам в области охраны окружающей природной среды;
- сохранение природной среды в зоне размещения объектов газовой промышленности, разумное и рациональное использование природных ресурсов;
- обеспечение промышленной экологической безопасности строительства и эксплуатации объектов добычи, транспорта, переработки и хранения углеводородного сырья;
- обеспечение безопасности труда и сохранения здоровья работников отрасли;
- участие в обеспечении экологической безопасности регионов, в которых размещены объекты газовой промышленности. Основным отраслевым правовым механизмом природоохранной деятельности является система нормирования природопользования, базирующаяся на внедрении конкретных природоохранных норм, стандартов, правил и программ, обеспечивающих выполнение природоохранного законодательства. Нормирование природопользования в отрасли осуществляется установлением предельно допустимых антропогенных воздействий на компоненты окружающей природной среды, обеспечивающих охрану окружающей среды и здоровье человека, сохранение генетического фонда, рациональное использование природных ресурсов.

## **7.5 Документы, регулирующие отношения природопользователя с местной администрацией**

Основным документом, регулирующим отношения Заказчика (природопользователя) с местной Администрацией, является договор на комплексное природопользование. Договор является юридическим документом, нарушение которого одной из сторон является основанием для обращения в суд. В число обязательств природопользователя входят:

- обязательство ведения работ в соответствии с проектом, под авторским надзором Проектировщика, недопущение несанкционированных Министерством природных ресурсов Российской Федерации (далее – МПР России) отклонений от проекта;
- замены оборудования, машин и приборов, по мере выбытия по причине физического и морального старения, на более экологически совершенные;
- соблюдения полос отвода при строительстве и эксплуатации промысла, выплаты штрафов за экологические нарушения;
- ведения ведомственного контроля (мониторинга) состояния окружающей среды, своевременного обнаружения и ликвидации аварий, разливов, утечек углеводородов и химреагентов, рекультивации нарушенных земель, выплаты штрафов, предупреждения о всех случаях территориального органа МПР России и местной Администрации;
- регламентация правил экологического поведения работников, применения санкций за браконьерство, ввоз собак, бесконтрольный разъезд транспорта вне дорог и т.д., включения этих правил в трудовой договор с работниками;
- экологической подготовки и переподготовки персонала, назначения лиц, ответственных за экологическую безопасность объектов;

- создания рабочих мест за счет приоритетного приема местных кадров, в первую очередь лиц, потерявших доходы ввиду прекращения традиционных промыслов в связи с реализацией проекта;
- полной рекультивации участков, нарушенных после закрытия промысла;

Нормативная база природоохранной деятельности включает в себя: законы, постановления, нормативные и инструктивно–методические акты органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации; государственные стандарты, строительные нормы и правила, строительные нормы, санитарные правила и нормы; нормативно–методическую документацию по отдельным аспектам природоохранной деятельности федерального и регионального значения.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрена технология подготовки газа на примере X месторождения «М», исследованы основные факторы, влияющие на степень извлечения нестабильного углеводородного конденсата в процессе НТС: температура, давление, и конденсатный фактор.

Изучение влияния данных факторов на процесс НТС, осуществлялось с помощью моделирования технологической схемы подготовки газа в среде программного комплекса UniSim Design.

В результате исследований было установлено, что с понижением температуры от минус X до минус X°C, количество углеводородов, перешедших в конденсат возрастает. В качестве исследуемого состава газа выступала смесь газов месторождений X и X. В тоже время при охлаждении ниже определенных температурных уровней: для исследуемого состава минус X°C, увеличение количества конденсата будет происходить, главным образом, за счет конденсации метана и этана, что крайне нежелательно на промысловых установках НТС.

При изменении давления для смеси месторождений М и X от X до X МПа при постоянной температуре минус X°C, количество образовавшегося конденсата имеет максимум при определенном значении давления: для данного состава X МПа, являющийся давлением максимальной конденсации. В целом при облегчении состава давление максимальной конденсации уменьшается.

Основная часть исследования была направлена на изучение выхода пропан-бутановой фракции и фракции C<sub>5+</sub>. Исследовались газы четырех месторождений, три из которых были нефтяные, различавшиеся по содержанию метана: X, X, X % мол.

При утяжелении первоначального состава, путем смешения газов газоконденсатного и нефтяных месторождений, выход пропан-бутановой

фракции увеличился на  $X-X$  %, а фракции  $C_{5+}$  на  $X-X$  % относительно выхода соответствующих фракций газоконденсатного газа. Однако сравнение полученного выхода смеси с «ожидаемым» (без учета взаимовлияния компонентов смеси на их фазовое поведение), позволяет говорить о том, что увеличение выхода, при совместной подготовке легких и тяжелых газов, происходит только по фракции  $C_{5+}$  (от  $X$  до  $X$  %), в то время как выход пропан-бутановой фракции относительно «ожидаемого» – уменьшается (на  $X-X$  %).

Полученный результат справедлив только для термобарических условий, при которых происходило моделирование: давление в низкотемпературном сепараторе  $X$  МПа, а температура минус  $X^{\circ}\text{C}$ .

### Список использованных источников

1. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е. П. Запорожец, Д. Г. Антониади, Г. К. Зиберт и др. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с.
2. Бекиров, Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр». 1999. – 596 с.
3. Бекиров, Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
4. Берлин, М. А. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов / М. А. Берлин, В. Г. Гореченков, В. П. Копралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – 520 с.: ил.
5. Гриценко, А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин. – М.: Недра, 1999. – 450 с.
6. Колокольцев, С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография / С. Н. Колокольцев – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 600 с.
7. Степанова, Г.С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений / Г.С. Степанова – М: Недра, 1974. – 224 с.
8. Гриценко, А.И. Научные основы промысловой обработки углеводородного сырья / А.И. Гриценко – М. , «Недра», 1977, 239 с.
9. Прокопов, А.В. Современное состояние технологий промысловой

- подготовки газа газоконденсатных месторождений/ А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов, Т.С. Цацулина. – М.: Научно-технический сборник Вести газовой науки, 2015. – 100 - 105 с.
10. Сбор и подготовка нефти и газа : учебник / [Ю.Д. Земенков, Л.М. Маркова, А.Д. Прохоров, С.М. Дудин]. – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 160 с.
11. Мановян А.К. Технология переработки природных Энергоносителей / А.К. Мановян – М.: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.
12. Маслов А.С., Иванов В.Г., Кравцов А.В., Ушева Н.В. Повышение эффективности технологии промышленной подготовки газового конденсата.// Газовая промышленность, 2003. №7. с.54-57.
13. Дунаев А.В., Мельников В. Б. Методические проблемы расчета технологического режима УКПГ газового промысла.// Газовая промышленность.- 2012. №674 – с. 47-52
14. XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
15. XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
16. Писарев, М.А. Оптимизация процесса разделения углеводородов в аппаратах установки низкотемпературной сепарации газа в динамических условиях: дис. ...канд. техн. наук: 05.17.08 / Михаил Олегович Писарев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2016. – 178 с.
17. Основные данные о производственных опасностях и организационных мероприятиях, обеспечивающих минимальный уровень опасности производства [Электронный ресурс]. – URL: <http://vunivere.ru/work33189/page4> (дата обращения: 16.03.2017);
18. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением №1). - М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
19. Информационный портал ПАО «Газпром» [Электронный ресурс] /



Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2015 год. Режим доступа:

<http://www.gazprom.ru/f/posts/47/833239/gazprom-ecology-report-2015-ru.pdf> -

Загл. с экрана.

20. НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа;

21. РД 04-355-00. Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах. - М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2010. - 12 с.

22. Федеральный закон от 27.07.2006 № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» (последняя редакция)

23. XX  
XX

## **Приложение А**

### **Результаты расчета степени извлечения для газов исследуемых месторождений**



**Приложение Б**  
**Принципиальная схема УКПГиК месторождения «М»**