

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

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Усовершенствование системы сбора и подготовки газа с применением турбодетандерных установок на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)</b>

УДК 622.279.8:665.622.2(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Шаравин Илья Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.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 ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b><i>в области производственно-технологической деятельности</i></b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b><i>в области организационно-управленческой деятельности</i></b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b><i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i></b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b><i>в области проектной деятельности</i></b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Шаравину Илье Дмитриевичу

Тема работы:

Усовершенствование системы сбора и подготовки газа с применением турбодетандерных установок на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-123/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технической, технологической и нормативной информации по Мыльджинскому нефтегазоконденсатному месторождению. Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1.1 Система сбора и подготовки газа 1.2 Требования к товарному газу 1.3 Методы подготовки газа 1.4 Турбодетандерный агрегат 2.1 Географические данные 2.2 Геолого-геофизическое изучение месторождения 2.3 Геологическое строение района

	3.1 Описание технологической схемы 3.2 Расчет эффективности турбодетандерных агрегатов 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 4.2 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР 4.3 Бюджет проводимого исследования 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 5.2 Профессиональная социальная безопасность 5.3 Экологическая безопасность 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
1. Общие положения сбора и подготовки газа 2. Данные о месторождении 3. Анализ эффективности применения турбодетандерных агрегатов в технологической схеме низкотемпературной сепарации	Старший преподаватель, Карпова Евгения Геннадьевна
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
5. Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

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

1. Общие положения сбора и подготовки газа
2. Данные о месторождении
3. Анализ эффективности применения турбодетандерных агрегатов в технологической схеме низкотемпературной сепарации
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
--	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Шаравин Илья Дмитриевич		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
 Форма представления работы:

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.03.2020	Общие положения сбора и подготовки газа	10
06.04.2020	Данные о месторождении	25
23.04.2020	Анализ эффективности применения турбодетандерных агрегатов в технологической схеме низкотемпературной сепарации	30
08.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
20.05.2020	Социальная ответственность	15
10.06.2020	Оформление работы	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	К.Э.Н.		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц, 13 рисунков, 22 таблицы, 29 источников.

Ключевые слова: подготовка газа, низкотемпературная сепарация, осушка, дросселирование, детандирование, изоэнтальпийное расширение, изоэнтропийное расширение, турбодетандер, турбодетандерный агрегат.

Объектом исследования является турбодетандерный агрегат в системе подготовки газа.

Цель работы - анализ эффективности применения турбодетандерных установок в системе сбора и подготовки газа при использовании метода низкотемпературной сепарации.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике.

В ходе работы был проведён расчёт и сравнительный анализ эффективности турбодетандерных агрегатов и дросселей на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Область применения: установки подготовки газа.

Экономический эффект достигается за счёт увеличения эффективности метода низкотемпературной сепарации.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ДНС – дожимная насосная станция

ТЭГ – триэтиленгликоль

УОГ – установка осушки газа

ГСП – групповой сборный пункт

ГП – газосборный пункт

МГ – магистральный газопровод

ГС – головное сооружение

УПГ – установка подготовки газа

УППГ – установка предварительной подготовки газа

ДКС – дожимная компрессорная станция

НТС – низкотемпературная сепарация

ТДА – турбодетандерный агрегат

КПД – коэффициент полезного действия

К – компрессор

Д – детандер

ТД – турбодетандер

С – сепаратор

Т – теплообменник

АВО – аппарат воздушного охлаждения

КРР – кран–регулятор расхода

КРД – кран–регулятор давления

Э – эжектор

А – абсорбер

Н – насос

ДР – дегазатор–разделитель  
ВХ – воздушный холодильник  
ФС – фильтр–сепаратор  
УДСК – установка дэтанализации и стабилизации конденсата  
АР – арматурный узел  
СК – стабильный конденсат  
НГК – нефтегазоконденсатное месторождение  
ППД – поддержание пластового давления  
МОГТ – метод общей глубинной точки  
ГИС – гидравлическое исследование скважин  
НГГЗК – нефтегазоносный горизонт зоны контакта  
ЗСП – Западно – Сибирская плита  
ГВК – газовойодяной контакт  
ВНК – водонефтяной контакт  
ВГ – выветриватель газа  
РЖ – разделители жидкости  
ПК – предохранительный клапан  
ГПА – газоперекачивающий аппарат  
УВМ – узел ввода метанола  
ДКА – детандер–компрессорный агрегат  
БКС – блочная компрессорная станция  
УКУГ – узел коммерческого учёта газа  
ПДК – предельно допустимая концентрация  
НКПР – нижний концентрационный предел распространения  
ТНС – тепловая нагрузка среды



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	11
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА .....	12
1.1 Система сбора и подготовки газа .....	12
1.2 Требования к товарному газу .....	16
1.3 Методы подготовки газа .....	18
1.4 Турбодетандерный агрегат .....	20
2 ДАННЫЕ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	28
2.1 Географические данные .....	28
2.2 Геолого-геофизическое изучение месторождения .....	30
2.3 Геологическое строение района .....	32
2.3.1 Стратиграфия.....	32
2.3.2 Тектоника.....	38
2.3.3 Нефтегазоносность.....	41
2.3.4 Физические свойства горных пород и петрофизические характеристики.....	45
2.3.5 Запасы газа и конденсата .....	48
3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТУРБОДЕТНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ .....	51
3.1 Описание технологической схемы .....	51
3.2 Расчет эффективности турбодетандерных агрегатов .....	56
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	61
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	61
4.1.1 SWOT – анализ .....	61
4.1.2 Технология QuaD .....	63
4.2 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР .....	64
4.2.1 Структура работ в рамках проводимого исследования.....	64
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ .....	65
4.2.3 Разработка графика проведения исследования .....	66

4.3 Бюджет проводимого исследования .....	67
4.3.1 Основная заработная плата исполнителей .....	67
4.3.2 Дополнительная заработная плата исполнителей .....	69
4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды .....	69
4.3.4 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	69
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	72
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	72
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	73
5.2 Профессиональная социальная безопасность .....	73
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению .....	74
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению .....	78
5.3 Экологическая безопасность .....	81
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	86

## **ВВЕДЕНИЕ**

Одной из важнейших промышленных систем Российской Федерации является топливно-энергетический комплекс (ТЭК). На его долю приходится около двадцати пяти процентов от общей продукции промышленности страны, а также большая часть валютных поступлений. Именно поэтому ТЭК – значимая часть экономики России, а промысловый сбор и подготовка газа имеет существенное значение в этом комплексе.

В настоящее время Россия занимает второе место в мире по добыче газа. Однако природный газ в пластовых условиях имеет состав и свойства, непригодные для доставки его потребителям. Задачей подготовки газа является обеспечение его установленными проектными параметрами (температура точки росы по углеводородам и влаге, давление, степень содержания различных примесей).

На Мыльджинском газоконденсатном месторождении, рассматриваемом в работе, сбор и подготовка газа осуществляются на участке комплексной подготовки газа (УКПГ) при использовании процесса низкотемпературной сепарации, которая позволяет добиться отделения жидкой фазы и механических примесей от газового потока. Также газ осушается до необходимой точки росы при понижении температуры. Низкотемпературная сепарация на месторождении осуществляется за счёт использования турбодетандерных установок.

Цель данной работы – анализ эффективности применения турбодетандерных установок в системе сбора и подготовки газа при использовании метода низкотемпературной сепарации.

# **1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА**

## **1.1 Система сбора и подготовки газа**

Начальным этапом обработки скважинной продукции является промышленный сбор и подготовка газа. В процессе этого этапа происходит изменение состояния сырья до товарного.

Стоит различать понятия «транспорт газа» и «сбор газа». Если сбор предполагает перемещение продукции внутри промысла, то транспорт включает в себя перемещение газа за его пределами.

Технологическая схема представляет собой графическую интерпретацию процесса сбора и подготовки газа. Схема определяет совокупность аппаратов и механизмов, входящих в систему сбора и подготовки, и последовательность, по которой сырьё будет перемещаться по ним. Комплекс этих механизмов и аппаратов должен выполнять ряд задач, предусмотренных в технологической схеме:

1. Перед транспортировкой и использованием газ должен быть доведён до товарного состояния;
2. В процессе эксплуатации над каждой скважиной должен быть произведен контроль за её состоянием и производительностью;
3. В процессе обработки газа необходимо вести учёт продукции по её видам.

Для одного месторождения могут разрабатываться несколько технологических схем. Выбор наиболее подходящей схемы основывается на технических и экономических факторах, в которые входят себестоимость сбора и подготовки газа, количество рабочей силы, затраты на электроэнергию и так далее.

Нефтяной газ содержит влагу, конденсирующиеся углеводороды, агрессивные, отравляющие компоненты (меркаптаны, сероводород), механические частицы (песок, выносимый из пласта, продукты коррозии металлов и т.д.).

Эти компоненты и примеси при определённых условиях могут привести к закупорке и разрушению коммуникаций, оборудования, приборов и отравлению людей. Предотвращение этих проблем является задачей подготовки газа, в процессе которой качество газа доводится до товарных норм, при которых газ может безопасно транспортироваться и использоваться.

Среди технологических этапов подготовки газа выделяют осушку, отбензинивание и очистку газа.

В процессе осушки газа происходит удаление из него влаги, которая может стать причиной гидратообразования и возникновения ледяных пробок в системах транспорта. Важным параметром, при учёте которого ведётся осушка, является точка росы.

Гидраты могут накапливаться в газопроводах и аппаратах, приводя к уменьшению пропускной способности и полной закупорке. Однако в газе вода может содержаться в газообразном состоянии. В этом случае гидратообразование невозможно. Таким образом, образование гидратов может произойти только в случае, когда вода в газе имеет жидкое состояние.

Осушка происходит следующим образом. Попутный нефтяной газ с ДНС поступает в блок предварительной сепарации, в котором свободная капельная жидкость, находящаяся в газовом потоке, отделяется, собирается в зумпфе и автоматически, при помощи регулятора уровня, выводится периодически в дренажную ёмкость. Осушка газа происходит в распылительном участке абсорбера. Абсорбер состоит из двух частей. В первой, сепарационной части, удаляются наиболее мелкие капли жидкости из газового потока, которые собираются в зумпфе и периодически выводятся через регулятор уровня в дренажную ёмкость.

Во второй части распылительного участка (абсорбционная часть) газ подвергается обработке триэтиленгликолем высокой концентрации в трёх распределительных ступенях и при этом осушается. Распылительные ступени расположены последовательно газовому потоку и параллельно по отношению

к гликольному. В промежуточном отделении основная масса ТЭГа, введённая в каждую ступень, отделяется и собирается во втором гликольном зумпфе. Путём этой промежуточной сепарации в каждом распылительном участке достигается максимальная разность пропорциональных давлений. Таким образом, достигается максимальное занижение точки росы, даже при особо неблагоприятных условиях.

Сепарация остаточной части ТЭГа происходит в адсорбере в части полной сепарации, находящимся за распылительными участками. Из абсорбционного блока осушительной сепарации газ идёт на отделение ТЭГ от аэрозоля и дальше к потребителю. Дополнительный сепаратор служит для сбора утечек ТЭГ в аварийной ситуации, а также – для улавливания ТЭГ в форме аэрозоля. Насыщенный водой ТЭГ собирается в зумпфе дополнительного сепаратора и отводится на регенерацию. Регенерация происходит за счёт дистилляции абсорбированной влаги из ТЭГ. Насыщенный водой ТЭГ, нагревается в теплообменнике теплом регенерированного ТЭГ, а затем уже подаётся в дистилляционную колонну. Регенерация происходит в кубе, расположенном в нижней части дистилляционной колонны, за счёт нагрева. Регенерированный ТЭГ из теплообменного сосуда подаётся вновь в процессе осушки. Компенсация потерь ТЭГ осуществляется из резервной ёмкости подпиточными насосами и осушенный газ с УОГ под собственным давлением подаётся потребителям [1].

Месторождения Западной Сибири характеризуются заболоченностью территорий, кустовым способом бурения скважин и малыми давлениями на устьях. Это послужило созданию линейной системы газосбора на месторождениях Западной Сибири: газ из нескольких скважин перемещается по единому трубопроводу в дожимную компрессорную станцию, а затем к потребителю.

Система сбора газа выбирается с учётом многих параметров, таких как состав и дебит газа, объём его запасов, давление на устье скважины и других.

По конфигурации трубопроводных коммуникаций различают четыре системы сбора (рис. 1.1):

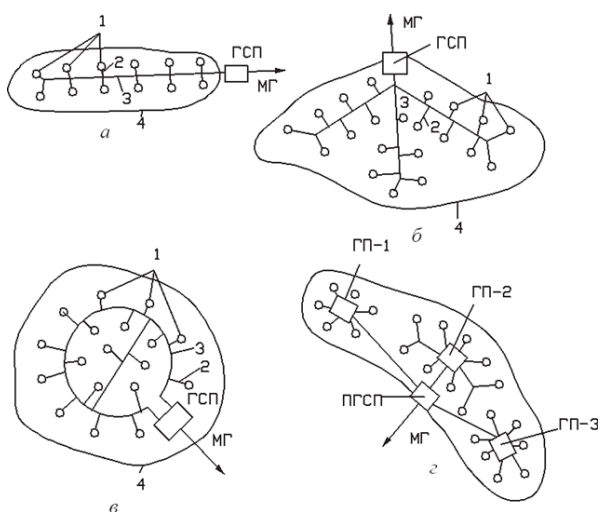


Рисунок 1.1 – Конфигурации связей трубопроводов в системе сбора газа:

а – линейная; б – лучевая; в – кольцевая; г – групповая; 1 – скважины; 2 – шлейфы; 3 – линейный газосборный коллектор; 4 – контур газоносности; 5 – кольцевой газосборный коллектор;

ГСП – групповой сборный пункт; ГП – газосборный пункт; МГ – магистральный газопровод

Линейная система состоит из одного коллектора и применяется при разработке вытянутых в плане месторождений небольшим числом рядов скважин (рис. 1.1, а). Лучевая система состоит из нескольких коллекторов, сходящихся в одной точке в виде лучей (рис. 1.1, б). Кольцевая система представляет собой замкнутый коллектор, огибающий большую часть месторождения и имеющий переемычки (рис. 1.1, в). В групповой системе сбора газ проходит обработку на УКПГ, находящейся по центру нескольких скважин (рис. 1.1, г) [2].

Групповая система сбора имеет ряд преимуществ перед линейной, кольцевой и лучевой:

- Обслуживание и контроль оборудования проводится требует меньших усилий;

- Количество сооружений на промысле меньше в сравнении с остальными системами, что также сокращает потери газа;
- Ввиду меньшего числа сооружений их обустройство понесет меньшие затраты, как и организация транспортной системы между ними.

В зависимости от места окончательной подготовки газа выделяют также централизованную и децентрализованную системы сбора газа.

В децентрализованной системе окончательная подготовка осуществляется на ГП, в то время как в централизованной на ГП проводится лишь непосредственно сбор газа и его первичная сепарация, а на головных сооружениях (ГС) – окончательная подготовка. Именно централизованная система в настоящее время наиболее применима на газоконденсатных месторождениях. До достижения газа ГС он поступает на УППГ от скважины[2].

В общем виде оборудование для сбора и подготовки газа включает в себя следующие объекты:

- Установка предварительной подготовки газа (УППГ) – установка, где осуществляется сбор и первичная сепарация газа.
- Установка комплексной подготовки газа – комплекс оборудования для сепарации, очистки и осушки газа.
- Головные сооружения – центральный пункт сбора и подготовки

Однако в зависимости от различных факторов система подготовки газа может концентрироваться на конкретном объекте. Например, УКППГ будет центральным объектом системы на газовом месторождении, а УППГ будет служить лишь для учёта количества газа от скважин.

## **1.2 Требования к товарному газу**

В процессе транспортировки газа из-за содержания в нём механических примесей и влаги возможно образование закупорок, которые замедляют потоки продукта, уменьшая пропускную способность газопровода. Вследствие этого компрессоры вынуждены эксплуатироваться с большими мощностями. Также вещества, образующие закупорку, взаимодействуя со



стенками труб, способствуют их разрушению из-за коррозии. Всё это может вызвать аварии на газопроводах и компрессорных станциях.

Все это снижает надежность работы технологических систем, увеличивает вероятность аварийных ситуаций на компрессорных станциях и газопроводах.

В этих условиях возрастает значимость процесса подготовки газа: становится необходимым достичь определенного значения точки росы для предотвращения образования гидратов и удалить нежелательные компоненты из его состава. Для учёта качества товарного газа были введены следующие требования:

- газ при транспортировке не должен вызывать коррозию трубопровода, арматуры, приборов и так далее;
- качество газа должно обеспечить его транспортировку в однофазном состоянии, то есть не должно произойти образования и выпадения в газопроводе углеводородной жидкости, водяного конденсата и газовых гидратов;
- товарный газ не должен вызывать осложнений у потребителя при его использовании.

Таким образом, были выведены нормы газа промышленного и бытового назначения (табл. 1.1).

Таблица 1.1 – Нормы для природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам [3]

Показатель	Для климатической зоны	
	умеренной и жаркой	холодной
Точка росы по влаге и тяжелым УВ при давлении 5,5 МПа, °С: в зимний период в летний период	< - 10 < - 3	< - 25 < - 15
Содержание механических примесей, г/100 м <sup>3</sup>	< 0,1	
Содержание сероводорода, г/100 м <sup>3</sup>	< 2,0	
Содержание кислорода, %	< 1,0	
Содержание меркаптановой серы, г/100м <sup>3</sup>	< 3,6	

Требования к низкому показателю содержания кислорода можно объяснить тем, что он придает газу высокую степень взрывоопасности, а также усиливает коррозию.

Следует учесть, что в некоторых случаях экономически невыгодно производить полный перечень мероприятий по доведению газа до норм товарной продукции. Примерами могут служить ситуации, когда затраты на введение специального оборудования для подготовки газа на отдельном месторождении будут превышать прибыль от производимой продукции. Тогда более целесообразно будет выделить наиболее крупное месторождение и повысить на нём требования к газу. Тогда на связанных с основным месторождением общим газопроводом менее крупных месторождениях станет возможным не вводить сложное и затратное оборудование.

В настоящее время единых международных норм по допустимым содержаниям сероводорода, углекислоты, сероорганических соединений, азота, воды, механических примесей и так далее не существует.

### **1.3 Методы подготовки газа**

Физические методы переработки продукции месторождений основаны на процессах следующих трех групп.

1. Газогидромеханические процессы, скорость протекания которых определяется законами газогидродинамики (сепарация, центрифугирование, фильтрация и тому подобное).
2. Тепловые процессы, скорость протекания которых определяется законами теплопередачи (охлаждение, нагревание и конденсация).
3. Массообменные (диффузионные) процессы, скорость которых определяется законами массопередачи.

Промысловая подготовка газа – это разделение многокомпонентных газообразных или жидких смесей с использованием сепарации, фильтрации, абсорбции, адсорбции, ректификации и экстракции [4].

Сепарационные процессы – отделение жидких или твердых частиц газа, наиболее распространены при подготовке в заводских условиях.

Технологические схемы практически всех промысловых установок и дожимных компрессорных станций (ДКС) включают в себя те или иные сепарационные процессы, которые служат для разделения жидких и газовых фаз, образовавшихся при изменении температуры и давления смеси, а также для отделения механических примесей из газов и жидкостей.

Установки подготовки газа к транспорту, включающие в себя только сепарационные процессы, на практике принято называть установками низкотемпературной сепарации (НТС).

В газовой промышленности абсорбционный процесс широко применяют для осушки газа и извлечения из него тяжелых углеводородов.

На крупных месторождениях для подготовки тощих газов, когда требуется только их осушка, а задача отбензинивания не ставится, чаще всего применяют абсорбционный и адсорбционный способы, имеющие высокие производительность и степень осушки. Существенными недостатками абсорбции служит деградация абсорбента в процессе эксплуатации, его потери при регенерации, высокие капитальные и эксплуатационные затраты. Адсорбция из-за периодичности процесса, высокого давления и температуры и, как следствие, металлоемкости аппаратов, необходимости доставки, загрузки, выгрузки, просеивания адсорбента из всех способов подготовки газа имеет наибольшие капитальные и эксплуатационные затраты, а потому используется только в случае, когда нужно получить температуру точки росы газа по воде ниже  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  [1].

Альтернативой абсорбционной и адсорбционной осушки для подготовки как жирного, так и тощего газа на установках небольшой производительности, согласно СТО Газпром НТП 1.8—001—2004 [5], является НТС. Низкотемпературная сепарация позволяет проводить одновременно осушку и отбензинивание газа, исключая при этом

дорогостоящие колонные аппараты и физические поглотители, что делает ее наиболее экономичным способом. Основные способы получения холода на установках НТС – дросселирование газа и расширение газа в турбодетандере. Низкотемпературная сепарация с дросселированием газа надежна и проста в эксплуатации, имеет низкие капитальные и эксплуатационные затраты, однако падение устьевого давления в процессе эксплуатации приводит к повышению температуры сепарации и уменьшению количества извлекаемых из газа тяжелых компонентов. Более эффективным термодинамическим процессом считается изоэнтропийное расширение газа в турбодетандере, которое позволяет при одинаковом перепаде давления охлаждать газ до более низких температур, а также осуществлять дополнительно внешнюю работу по компримированию газа.

#### **1.4 Турбодетандерный агрегат**

Данный агрегат состоит из радиальной центробежной турбины, соединенной при помощи жесткого вала с центробежным компрессором (рис.1.2). Скорость вращения вала варьируется в зависимости от размера установок. Чем больше размер установок, тем меньше оборотов в минуту совершает вал [6].

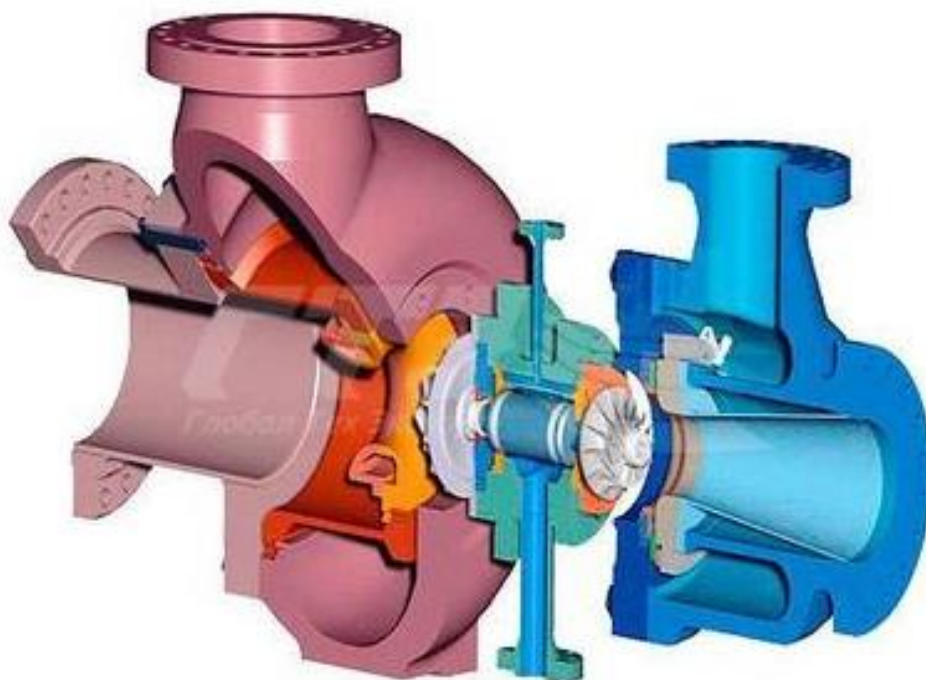


Рисунок 1.2 – Общий вид турбодетандерного агрегата

Работа турбодетандера – компрессора основана на извлечении энергии из газового потока, в результате чего газ совершает работу и тем самым охлаждается. Именно охлаждающий эффект является главной причиной применения турбодетандера.

Процесс охлаждения происходит в результате того, что на рабочем колесе турбодетандера происходит расширение газа. Жесткий вал служит для передачи энергии от рабочего колеса детандера, вырабатываемой в ходе расширения газа, на рабочее колесо компрессора, с дальнейшей утилизацией в технологии.

Ступень турбодетандера и ступень турбокомпрессора являются основными узлами детандер–компрессора.

Принцип работы ступени турбодетандера заключается в том, что газ равномерно подводится через входное устройство к каналам направляющего аппарата. В направляющем аппарате происходит частичное преобразование потенциальной энергии давления в кинетическую энергию ускоренного потока. Покидая направляющий аппарат, газ обладает скоростью близкой к

скорости звука, после чего поступает в рабочее колесо. В котором, происходит преобразование оставшейся части потенциальной энергии и кинетической энергии потока в работу, отводящейся через вал в ступень турбокомпрессора. После совершения работы газ охлаждается и, обладая низким давлением и малой скоростью, поступает в выходной диффузор, а из него уже к потребителю [6].

Принцип работы ступени турбокомпрессора заключается в том, что газ равномерно подводится входным конфузором к каналам рабочего колеса, тем самым немного ускоряясь. Работа, подведенная от детандера к рабочему колесу, преобразуется частично в потенциальную энергию давления и кинетическую энергию потока. Покидая рабочее колесо, газ обладает скоростью близкой к скорости звука, после чего поступает в диффузор для полного преобразования кинетической энергии в потенциальную энергию давления. Далее сжатый горячий газ собирается за диффузором в выходной камере, для дальнейшего направления с малой скоростью к потребителю.

В последнее время в газовой отрасли технологические схемы низкотемпературной сепарации с применением ТДА получили широкое распространение. Отечественные нефтегазовые компании активно внедряют ТДА в промышленные технологические схемы подготовки газа. Востребованность турбодетандерных установок обусловлена уникальностью технологии расширения газа, которая позволяет достигать более низких температур по сравнению с эжекторной или дроссельной технологиями при одинаковом перепаде давления.

В данной технологии в качестве холодопроизводящего процесса происходит расширение газа близко к изоэнтальпийному. При дросселировании происходит изоэнтальпийное расширение газа, большая часть энергии газа при расширении переходит в теплоту. При изоэнтальпийном расширении КПД процесса составляет более 80%, только 15–20% работы переходит в теплоту. Существует два способа подключения

турбодетандерных агрегатов на УКПГ: «компрессор–детандер» («К–Д») или «детандер–компрессор» («Д–К») [7]. Применение ТДА со способом подключения «К–Д» в технологической схеме подготовки газа представлен на рисунке 1.3.

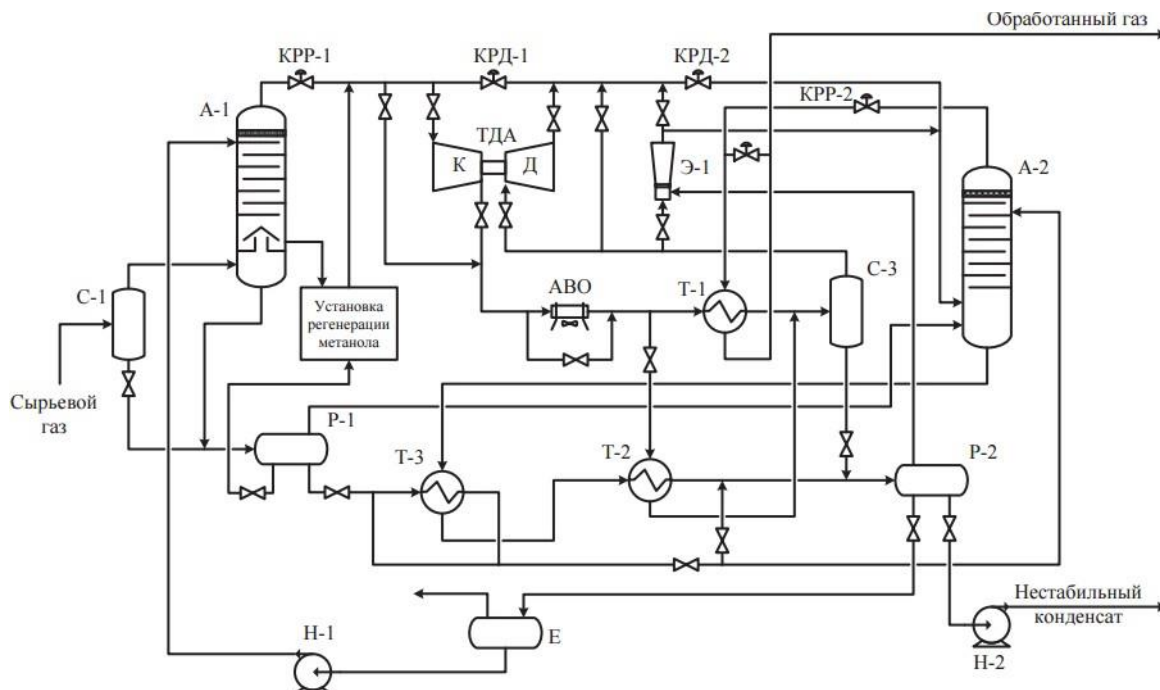


Рисунок 1.3 – Пример технологической схемы НТС с ТДА со способом подключения «К–Д»

Условные обозначения: ТДА – турбодетандерный агрегат; С-1, С-2, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2, Т-3 – теплообменники; АВО – аппарат воздушного охлаждения; КРР-1, КРР-2 – краны–регуляторы расхода; КРД-1, КРД-2 – краны–регуляторы давления, Э-1 – эжектор; А-1 – отдувочная колонна; А-2 – абсорбер; Н-1, Н-2 – насосы.

В холодный период возможно отключение ТДА от технологической схемы подготовки газа, НТС может осуществляться при помощи дросселя и эжектора. Пример подключения ТДА способом «Д–К» приведен на рисунке 1.4.

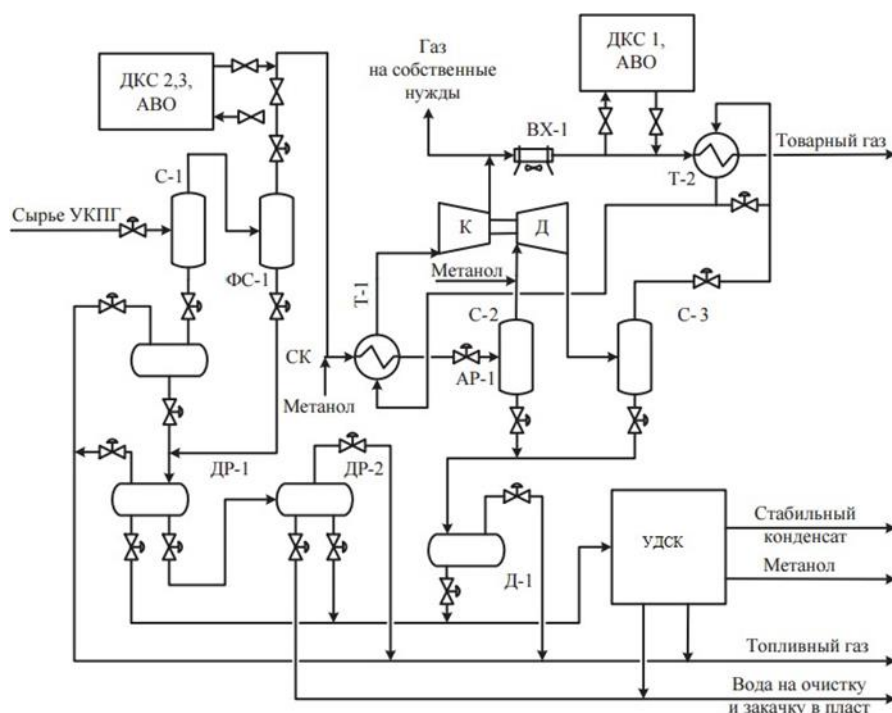


Рисунок 1.4 – Пример технологической схемы НТС с ТДА со способом подключения «Д–К»

Условные обозначения: Д–1– дегазатор; ДР–1, ДР–2 – дегазаторы – разделители; ВХ–1 – воздушный холодильник; ФС–1 – фильтр–сепаратор; УДСК – установка деэтанализации и стабилизации конденсата; АР–1 – арматурный узел; СК – стабильный конденсат.

Последовательное применение процессов компримирования и детандирования в технологической схеме НТС (подключение ТДА способами «К–Д» или «Д–К») оказывает существенное влияние на параметры низкотемпературной сепарации, тем самым увеличивая выход товарной продукции. Перечисленные два способа подключения ТДА фактически обеспечивают температуру НТС в пределах от минус 35°С до минус 30°С, однако при увеличении перепада давления температуры НТС могут достигать до минус 50°С.

Существует различие между способами подключения ТДА. При подключении способом «К–Д» устанавливается постоянная температура НТС около минус 35 °С в холодный и теплый период. Подключение способом «Д – К» позволяет значительно использовать холод окружающей среды, за счет



этого в холодный период температура НТС может достигать до минус 50 °С. Однако в теплое время, подключение данным способом позволяет достигать температуры не ниже минус 25 °С. Второй способ подключения активно используется на УКПГ месторождений Крайнего Севера, на которых холодный период времени длится большую часть года, что позволяет постоянно использовать холод окружающей среды.

В представленной выше технологической схеме происходит трехступенчатая НТС. Данная схема предполагает охлаждение газа в следующих местах: на узле входных ниток, при переходе газожидкостной смеси из трубопровода с большим давлением в трубопровод с меньшим; в рекуперативном теплообменнике «газ–газ» Т–1; в турбодетандере ТДА. В конце технологического цикла газ компримируется в компрессоре ТДА, после чего охлаждается в воздушном холодильнике ВХ –1, дожимается на ДКС – 1, охлаждается в рекуперативном теплообменнике Т – 2 и отправляется к потребителю [6]. Важно понимать, что перед входом в компрессор газ расширяется в турбине, после чего проходит низкотемпературный сепаратор и теплообменник. Это происходит для того, чтобы уменьшить давление и повысить температуру газа на входе в компрессор. Изменение таким образом данных параметром позволяет обеспечить необходимый перепад давления в турбодетандерной установке, тем самым получить требуемое охлаждение газа.

В случае НТС при способе подключения «К–Д» газ после детандирования в турбодетандере ТДА поступает в абсорбер А–2 для удаления оставшейся влаги, затем охлаждает поток попутного газа в рекуперативном теплообменнике Т–1 и поступает в магистральный газопровод. Следует отметить, что выходящий из компрессора газ для охлаждения последовательно поступает в аппарат воздушного охлаждения АВО, затем в рекуперативный теплообменник Т–1, после чего проходит низкотемпературный сепаратор С–3 и отправляется на вход в детандер. Повышение давления и уменьшение температуры газа на входе в детандер

оказывают значительное влияние на параметры совместной работы детандера и компрессора.

Расширение газа при помощи ТДА (изоэнтропийное) по сравнению со схемами, использующими дросселирование (изоэнтальпийное расширение), имеет ряд преимуществ:

1) Возможность получения необходимой температуры газа за счет существенного снижения перепада давления.

2) При одинаковом перепаде давления достижение более низких температур газа.

3) Использование ДКС с меньшим давлением нагнетания.

4) Во время летнего сезона ТДА позволяет обеспечивать не только минимально низкую температуру НТС, но и отрицательную температуру газа на входе в газопровод, что является необходимым для месторождений Крайнего Севера.

На установках без ТДА охлаждение газа только при помощи АВО значительно ухудшается, что в свою очередь негативно влияет на рекуперацию холода в теплообменниках «газ–газ». В летний период подготовка газа с применением ТДА является значительно эффективней.

Однако технологии с применением ТДА в процессе НТС на УКПГ имеют ряд недостатков:

1) ТДА эксплуатируется в очень сложных для себя условиях. При эксплуатации УКПГ всегда происходят расходные и термобарические изменения режима работы. Многофазный поток является обрабатываемой средой, который состоит из углеводородного газа, жидкого конденсата, антигидратного раствора (метанол), механических примесей, компрессорного масла ДКС.

2) Часто ТДА работает с повышенными нагрузками жидкости по входному потоку, по сравнению с паспортными требованиями, что в свою очередь влияет на продолжительность межремонтного периода.

3) Эксплуатация ТДА требует своевременного обслуживания, а также наличие подготовленного персонала для работы с ним.

4) Во время эксплуатации ТДА возникают случаи, требующие его остановки, а вместе с ним и технологической линии. Для выхода резервной линии на технологический режим необходимо примерно 30 минут, это означает, что в течение этого времени в магистральный газопровод поступает газ с повышенной точкой росы.

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в районе, условия климата которого приравнены к Крайнему Северу, что говорит о преобладании низких температур воздуха в течение года. Таким образом, применение ТДА на рассматриваемом месторождении является обоснованным, а наиболее эффективным вариантом технологической схемы будет способ подключения ТДА в виде «Д–К».

## 2 ДАННЫЕ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

### 2.1 Географические данные

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области. Относительно областного центра оно находится в 470 км к северо-западу (рис. 2.1).



Рисунок 2.1 – Обзорная карта положения Мыльджинского НГК месторождения.

Рельеф представлен в основном заболоченной равниной. Данная местность характерна развитой речной сетью. На основной части территории водоразделов прорастают леса. Чаще встречаются хвойные породы деревьев (пихта, ель, кедр, сосна), изредка берёза и осина. Абсолютные отметки поверхности находятся в интервале от плюс 72 до плюс 117 метров. Нижние отметки представляют поймы рек, верхние – водоразделы.

Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким нежарким летом. Зимний период продолжается до полугода (180-185 дней) с ноября по апрель. Средняя температура воздуха зимой составляет

минус 25 °С, минимально опускаясь до минус 50 °С. Промерзание болот начинается с середины декабря, достигая толщины слоя льда 0,4м, позволяет передвигаться тяжелой технике по зимникам. Снежный покров устанавливается, как правило, в конце октября и держится до конца апреля. Мощность его составляет 0,4 – 0,5м, промерзаемость грунта 1 – 1,6м. Ледоход начинается в мае, ледостав – в ноябре [8].

Лето короткое, средняя температура воздуха плюс 20 °С, максимальная температура плюс 35 °С. Самые теплые периоды лета – конец июля и начало августа, когда температура поднимается до +30 – +32°С. Летом транспортировка груза осуществляется водным транспортом. По количеству атмосферных осадков территория относится к зоне избыточного увлажнения. Наибольшее месячное количество осадков приходится на июнь – август; наименьшее – на февраль. В среднем в году выпадает 400 – 500 мм осадков.

Транспортировка вертолётom осуществляется круглый год.

Район работ населен слабо. Ближайший населенный пункт – поселок Мыльджино, располагающийся в 50 км от месторождения. Для временного размещения и проживания работников непосредственно на территории месторождения построен вахтовый поселок. Для хозяйственно – питьевых целей наиболее пригодны воды новомихайловской и атлымской свит. Новомихайловские отложения водоносны не везде, характеризуются низкими дебитами. На описываемой территории для хозяйственно питьевых целей используется в основном воды отложений атлымской свиты. Водоносный комплекс залегает на средних глубинах 80 м, характеризуется неравномерной, но в целом довольно высокой обильностью воды, хорошими коллекторскими свойствами и обладает значительными запасами.

Для целей поддержания пластового давления (ППД) водоснабжение осуществляется из сеноманских горизонтов. Для обеспечения буровых технической водой предусматривается бурение водяных скважин глубиной до 50-150 м. Техническая вода используется для приготовления глинистых

растворов, промывки скважин, очистки оборудования, а в зимнее время для системы отопления [8].

## **2.2 Геолого-геофизическое изучение месторождения**

Впервые геологические исследования регионального характера на территории района начали проводиться с 1947г. В период 1947 - 64гг. были выполнены геологическая, аэромагнитная (М 1:1000000) и гравиметрическая (М 1:200 000) съемки. Этими работами была выявлена положительная структура первого порядка – Средне-Васюганский мегавал.

Площадные сейсморазведочные работы начали с 1958-59гг. В результате проведенных исследований были получены первые сведения о строении центральной части Средне-Васюганского мегавала и выявлен ряд локальных поднятий II порядка: Рагозинское, Красноярское, Северо-Васюганское.

Мыльджинская структура, приуроченная к юго-восточной части Средне-Васюганского мегавала, была выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами. По результатам построена структурная карта по отражающему горизонту «Па» (подошва марьяновской, ныне – баженовской свиты).

В 1964-65гг. с целью уточнения геологического строения южной части Средне-Васюганского мегавала были выполнены дополнительные работы. Весь материал (в т.ч. и в предшествующие годы) был интерпретирован и составлен новый вариант структурной карты Мыльджинского поднятия по отражающему горизонту (подошва баженовской свиты). Построенная структурная карта явилась сейсмической основой для проектирования размещения поисково-разведочных скважин. Из первой же скважины, заложенной в сводовой части структуры и законченной строительством в 1964г, был получен фонтан газа. С этого момента начались детальные исследования геологического строения Мыльджинского месторождения.

В 1966 – 1967гг. проводилась детализация Мыльджинской площади и в очередной раз южной части Средне – Васюганского мегавала. Полученный сейсмический материал был снова переработан. Был построен более точный вариант структурной карты подошвы баженовской свиты, после чего этот вариант стал основой для подсчета запасов углеводородов Мыльджинского месторождения. В свою очередь утвержденным протоколом ГКЗ №5362 от 23.02.1968г.

Спустя длительный период времени в 1983 – 1986гг. проводились поисковые и детальные исследования методом общей глубинной точки (МОГТ), целью которых являлись выявление нефтеперспективных участков Мыльджинской структуры и уточнение ее структурных планов. Благодаря этим работам была произведена детализация восточного борта Мыльджинского поднятия. Была составлена структурная карта по низам покурской свиты в дополнение к ранее имеющейся структурным построениям подошвы баженовской свиты. С целью определения контуров нефтегазоносности по продуктивным горизонтам и уточнение структурных построений в 1992 – 1994гг. продолжились детальные сейсморазведочные работы МОГТ. Данные работы понесли ряд изменений. Использование более плотной сети профилей наблюдений позволило выполнить построение сейсмических основ масштаба 1:50000. В конечном счете, выяснилось, что предложенная структурная модель содержала серьезные недостатки, связанные с представлением строения модели нефтяной оторочки, что послужило причиной неоптимального размещения некоторых кустов эксплуатационных скважин при составлении проекта разработки данного месторождения.

Томский Геофизический Трест ОАО «Томскнефтегазогеология» в 1999 – 2000гг. проводили 3D сейсморазведку в юго – западной части Мыльджинского месторождения. В качестве оборудования использовалась сеймостанция INPUT/OUTPUT и крестовая система наблюдений. Обработку

материалов 3D сейсморазведки, а затем комплексную интерпретацию данных сейсморазведки и ГИС, накопленных за годы разведочных работ, выполняла компания «Парадайм Геофизикал Сервисиз Лимитед».

Результат выполнения этих работ позволил проследить по сейсмическим данным основные отражающие горизонты: Ф<sub>2</sub>, I<sub>a</sub>, I<sub>б</sub>, II<sub>a</sub>, III, V<sub>a</sub>, также построить структурные карты по продуктивным пластам: Б<sub>1</sub>, Б<sub>10</sub>, Б<sub>20</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>2</sub>. Была произведена структурная интерпретация данных, целью которой являлось выделение тектонических нарушений достигших уровня отражающих горизонтов II<sub>a</sub>, I<sub>б</sub>, I<sub>a</sub>, Ф<sub>2</sub>. Помимо этого были уточнены карты залежей для нижнемеловых и юрских объектов и произведен анализ толщин юрско – меловых горизонтов.

Группы данных 2D и 3D сейсморазведки послужили сейсмической основой для составления геологической модели Мыльджинского месторождения, которая необходима для подсчета запасов. По данным первой группы был получен прогноз газонасыщенных толщин продуктивного пласта Б<sub>10</sub>. Данные второй группы позволили произвести оценку перспектив НГГЗК, построить карты эффективных толщин основного юрского продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>.

## **2.3 Геологическое строение района**

### **2.3.1 Стратиграфия**

В геологическом разрезе Мыльджинского месторождения принимают участие палеозойские и мезозой - кайнозойские отложения. Первые представляют фундамент, последние - осадочный чехол. Мощность чехла достигает 2700 м (рис. 2.2) [9].



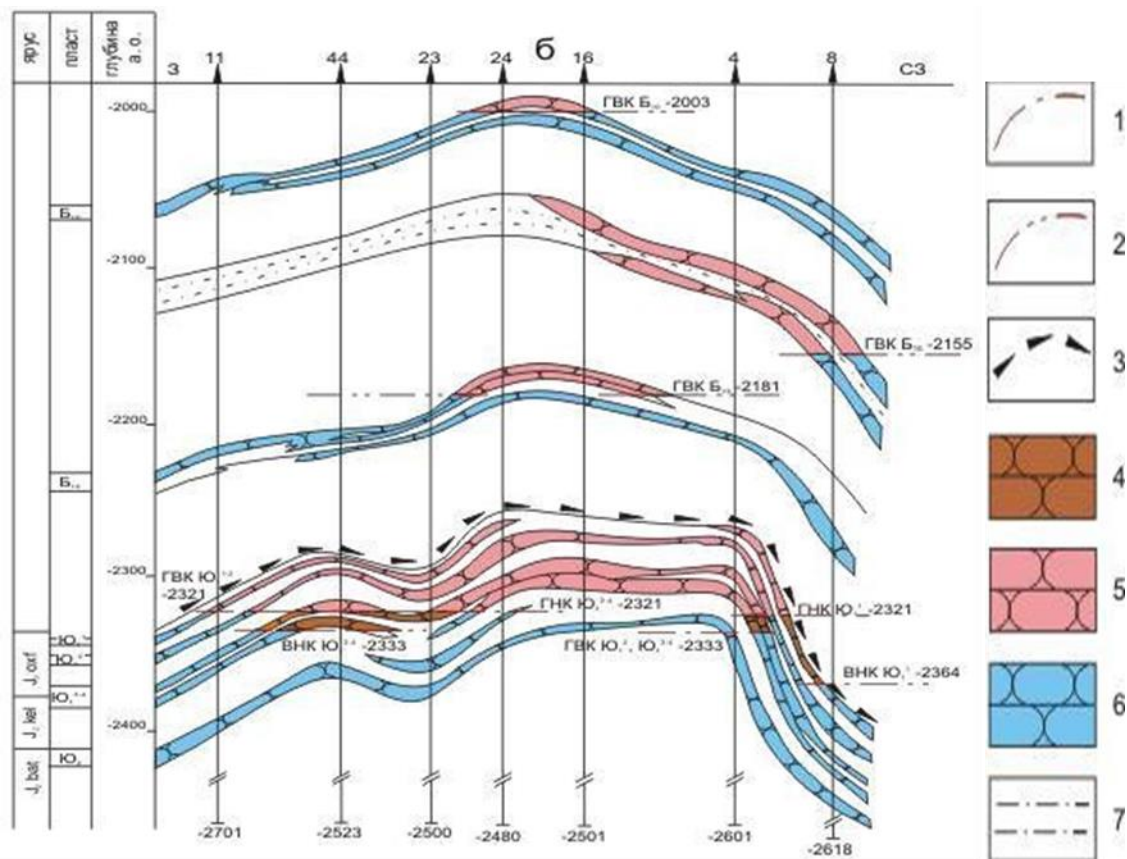


Рисунок 2.2 – Геологический разрез Мыльдзинского месторождения

Условные обозначения:

- 1 – водонефтяной и газонефтяной контакты пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, 2 – газовойодяной контакт пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, 3 – подошва баженовской свиты, 4 – песчаник нефтенасыщенный, 5 – песчаник газонасыщенный, 6 – песчаник водонсыщенный, 7 – алевролито – глинистые породы

В составе комплекса осадочных образований принимают участие юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения, залегающие несогласно на размытой поверхности фундамента, сложенного дислоцированными докембрийскими, палеозойскими и частично мезозойскими образованиями.

Промышленная нефтегазонаость связана с отложениями васюганской свиты верхней юры и куломзинской свиты нижнего мела. Основными продуктивными пластами являются пласт Ю<sub>1</sub> и Б<sub>10</sub>, кроме того нефтегазоконденсатные залежи наблюдаются в пласте Б<sub>19</sub>.

Для палеозойских отложений характерны трещины, выполненные белым кальцитом. В разрезе восточной части встречены эффузивные диабазы светло – зеленые хлоритизированные, черные мелкозернистые и долериты среднезернистые. Встречается также брекчированная кремнисто – карбонатная слоистая порода. Вскрытая мощность палеозойских отложений – до 63 метров.

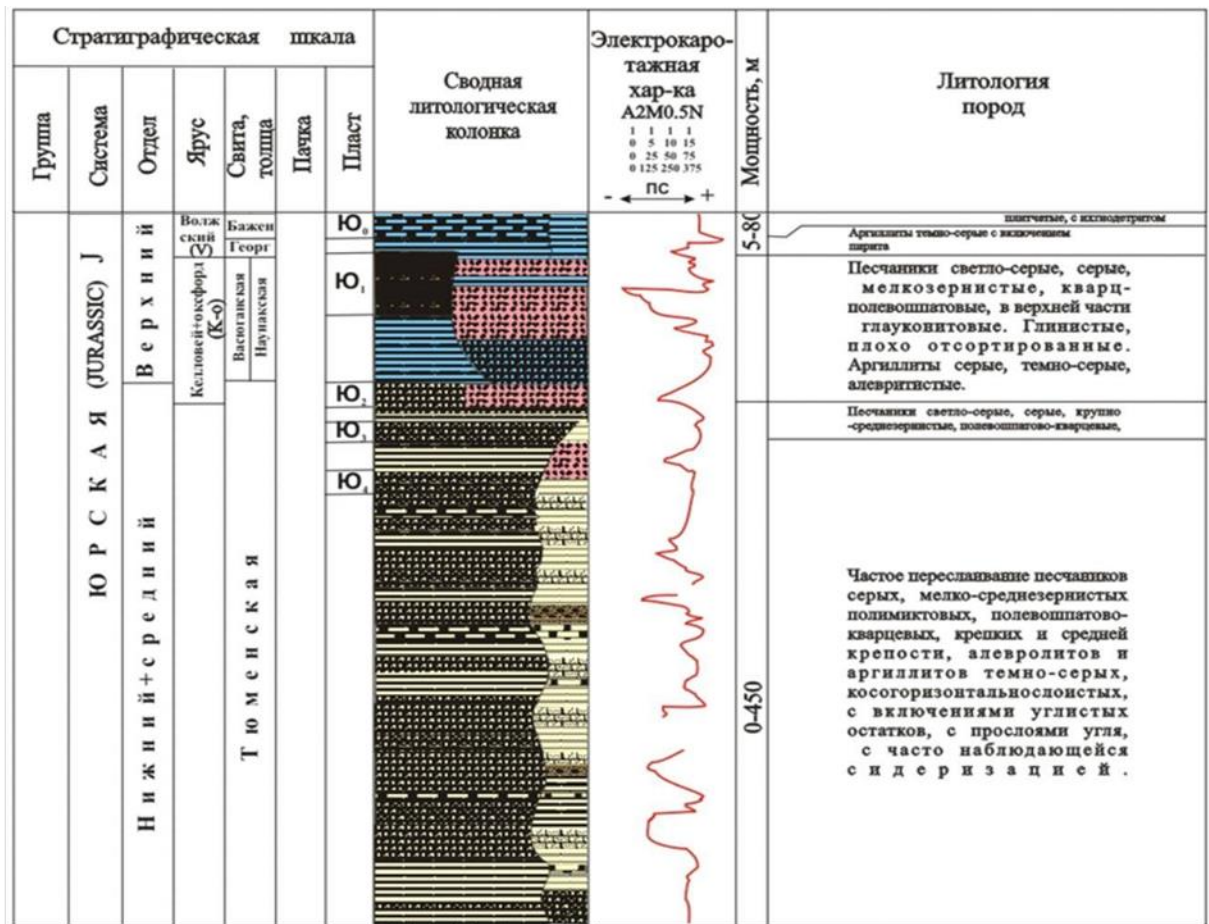
На размытой поверхности доюрских образований со стратиграфическим угловым несогласием залегают отложения более позднего возраста, к которым приурочены основные нефтяные залежи.

Юрская система в соответствии с региональной стратиграфической шкалой представлена средним и верхним отделами, которые объединяют васюганскую (наунакскую), георгиевскую, тюменскую и бажендовскую свиты. Средний отдел юрской системы представлен тюменской свитой.

Тюменская свита сложена континентальными отложениями. Свита сложена чередующимися серыми и темно – серыми аргиллитами с прослойками и линзами угля, алевролитов серых, глинистых и песчанистых, песчаников серых, мелкозернистых, часто алевролитистых. Средняя мощность тюменской свиты – 150м.

Васюганская свита подразделена на горизонт Ю<sub>1</sub>, нижневасюганскую подсвиту и горизонт Ю<sub>2</sub>. В свой состав включает прибрежно – морские осадки и мелководно – морские келловей – оксвордовского возраста.

В основании горизонта Ю<sub>2</sub> угленосная пачка У<sub>2</sub>, которая характеризует трансгрессивный этап расширения морского бассейна в келловее. Угленосная пачка У<sub>2</sub> является хорошим репером горизонта в пределах месторождения. По составу пласт неоднороден. Он может быть представлен двумя обособленными песчаными пропластками (рис. 2.3).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

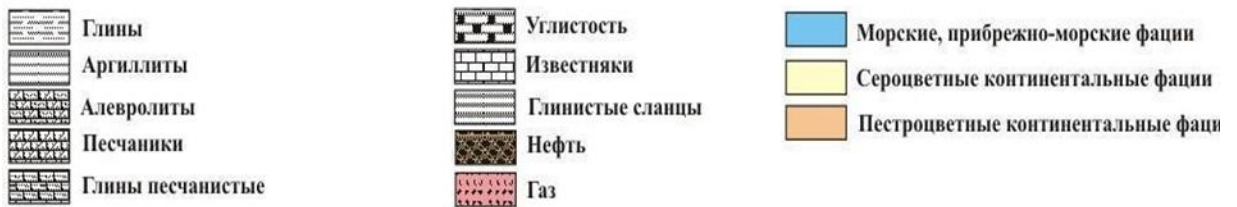


Рисунок 2.3 – Литолого – стратиграфический разрез участка юрской системы Томской области

Нижневасюганская подсвита, характеризующая кульминационный этап келловой трансгрессии, является межрезервуарной покрывкой, разделяющей пласты Ю<sub>2</sub><sup>1-2</sup> и горизонт Ю<sub>1</sub>. Подсвита представлена косослоистыми и плотными аргиллитами, песчаниками серыми с включениями углистого детрита. Средняя мощность алевроито – глинистой подсвиты составляет 15 м.

Регрессивная (подугольная толща) залегает на образованиях нижневасюганской подсвиты и в кровле ограничивается подошвой угольного пласта У<sub>1</sub><sup>3</sup>, отражающего смену прибрежно – морского режима осадконакопления на континентальный. По своей композиции подугольная

толща неоднородна и в ее составе можно выделить продуктивные пласты: Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. В большинстве скважин границей раздела для этих резервуаров служит либо алевролиты – глинистый прослой, либо прослой карбонатизированных песчаников. В литологическом отношении коллектора, сложены светлосерыми, полимиктовыми, косослоистыми, средне – мелкозернистыми песчаниками, с включениями гнезд пирита и растительного детрита.

Надугольная толща (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>) выделяется между угольным пластом и подошвой георгиевской или баженовской свит. В литологическом отношении она сопоставима с осадками межугольной толщи. Здесь также выделяют разрезы монолитного резервуара повышенной мощности и толщи частого переслаивания песчаника, алевролита, аргиллита с редкими прослоями углей. Общая мощность васюганской свиты 46 – 79 метров.

Георгиевская свита киммередж – волжского возраста, представленная осадками морского водоема, среди которых преобладают темно – серые аргиллиты, нередко содержащие прослой известняка и глауконита. Распространена не повсеместно, и вскрыта скважиной 55 – мощность 6м.

Баженовская свита представляет волжский комплекс. В литологическом отношении это черные, иногда с буроватым оттенком, битуминозные аргиллиты морского глубоководья, сильно окремненные, содержащие включения пирита и прослой известковых пород. Мощность свиты составляет 8 – 40м.

Меловая система в разрезах скважин представлена нижним и верхним отделами. Нижний отдел, залегающий согласно на отложениях баженовской свиты, в объеме бариас – валанжина (куломзинская и тарская свиты) и готерив – баррема (киялинская свита).

Куломзинская свита представлена осадками глубоководно – и мелководно – морского генезиса. В литологическом отношении свита сложена серыми аргиллитами, опесчаненными в кровле. В объеме свиты выделяются

три продуктивных пласта Б<sub>16-20</sub>, Б<sub>10</sub>, Б<sub>8</sub>. Резервуары Б<sub>16-20</sub> (ачимовская пачка), выделяемые в подошвенной части аргиллитовой толщи, формировались в условиях крутопадающего шельфового склона, образуя выдержанный клиноформный песчаный комплекс.

Пласт Б<sub>10</sub> приурочен к верхней части куломзинской свиты. Литологически представлен светлосерыми с зеленоватым оттенком песчаниками и алевролитами мелко – среднезернистыми, преимущественно полешпатовыми.

Пласт Б<sub>8</sub> залегающий стратиграфически выше резервуара Б<sub>10</sub> представлен двумя проницаемыми прослоями, разделенными глинистой пачкой небольшой мощности. Общая мощность куломзинской свиты составляет 269 – 322 метра.

Тарская свита залегает согласно на отложениях куломзинской свиты. Песчано – глинистые отложения свиты, сформированные в прибрежно – морских условиях, представлены светло – серыми и серыми, средне – мелкозернистыми, кварц – полевошпатовыми, слоистыми песчаниками, а также серыми и светло – серыми с зеленоватым оттенком, плотными, часто с большим включением растительных остатков аргиллитами. Общая мощность тарской свиты 70 – 104 метра.

Киялинская свита готерив – барремского возраста залегает согласно на отложениях тарской свиты. Осадки сложены прибрежно – континентальными серыми, темно – серыми, иногда зеленоватыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, местами имеющими слабую пестроцветную окраску, буровато- и зеленовато - серого тонов. Общая мощность киялинской свиты 497 – 553 метра.

Палеогеновая система залегает согласно на меловой системе. Отложения палеогеновой системы сложены морскими глинами талицкой свитой палеоценового возраста и люлинворской, чееанской, некрасовской свитами эоцен – олигоценного возраста, сформированными в озерных, озерно –

болотных и озерно – аллювиальных условиях. Общая мощность палеогена 308 – 420 метров.

Четвертичная система залегает несогласно на отложениях палеогеновой системы. Отложения сформированы морскими, ледниковыми, озерно – ледниковыми, аллювиальными и другими континентальными осадками. Общая мощность четвертичной системы около 50 метров [9].

### **2.3.2 Тектоника**

В тектоническом плане район работ располагается в пределах южной части центральной Западно – Сибирской складчатой системы герцинского возраста. Система занимает всю центральную часть Западно – Сибирской плиты, пересекая ее с юга на север. Заложена она была в силуре или начале девона на байкальском и салаирском складчатом основании. Доюрский комплекс отложений является фундаментом для мезозойско – кайнозойского чехла. В результате унаследованных движений структурно – формационных зон фундамента в мезозое – кайнозое были сформированы консидементационные структуры платформенного чехла.

Согласно тектонической карте фундамента участок работ находится в пределах крупной положительной структуры доюрского фундамента – Васюган – Пудинского инверсионного антиклинория. Васюган – Пудинский антиклинорий сложен интенсивно дислоцированными и глубоко метаморфизованными комплексами предположительно позднего докембрия, а осложняющие его синклинали представлены средне – верхнедевонскими карбонатно – терригенными толщами. С запада и востока Васюган – Пудинский антиклинорий ограничен Колтогорско – Уренгойским и Усть–Тымским грабенрифтами, в результате развития которых, антиклинорий в начале мезозоя испытывал воздымание и денудацию. Вся площадь работ покрыта сетью разломов, оперяющих грабен – рифты и протягивающихся с юго – запада на северо – восток. В строении грабен – рифтов принимают участие два структурно – формационных комплекса: собственно рифтовый,



представленный интрузивными базитовыми образованиями и грабеновый, представленный преимущественно вулканогенно – осадочными образованиями [9].

Согласно «Фрагменту из тектонической карты фундамента Западно – Сибирской плиты (ЗСП)», 1981 (Сурков В.С.) МММ вал по отложениям осадочного чехла находится на востоке Среднеvasюганского мегавала на границе с Усть – Тымской впадиной. Значительную роль в формировании тектонического облика участка работ играют дизъюнктивные нарушения. Мыльджинский вал изображен на рисунке 2.4, условные обозначения к данному фрагменту изображены на рисунке 2.5.

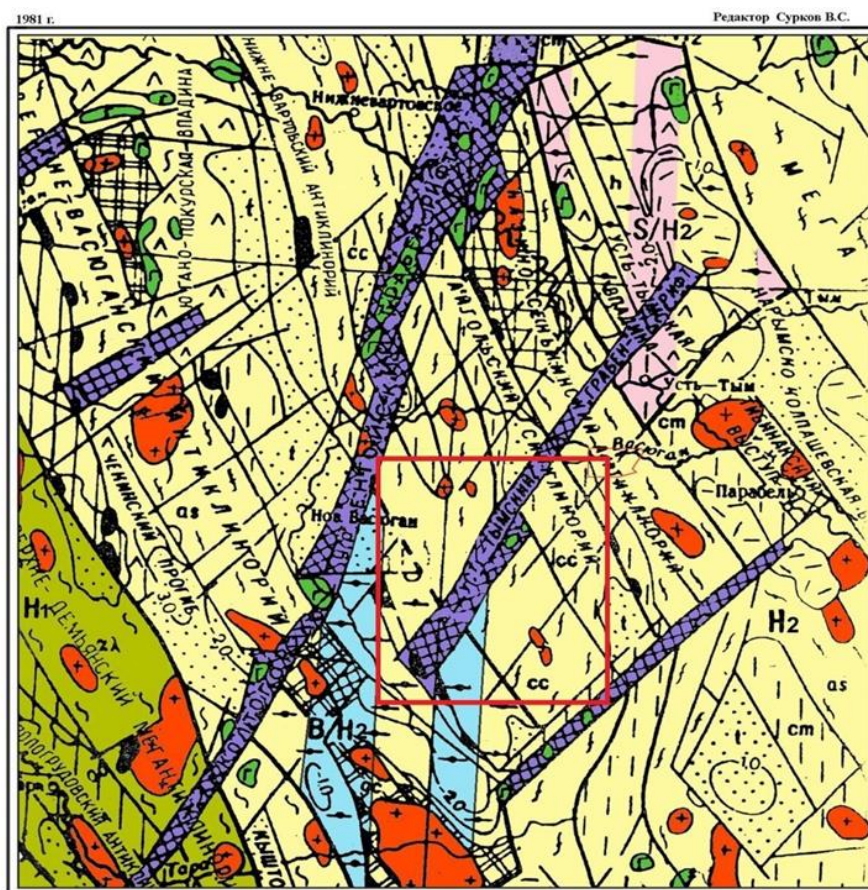


Рисунок 2.4 – Фрагмент из тектонической карты фундамента ЗСП

## Условные обозначения:

<p><b>ВОЗРАСТ СТАБИЛИЗАЦИИ</b></p> <p><b>H<sub>1</sub></b> Области раннегерцинской складчатости</p> <p><b>H<sub>2</sub></b> Области позднегерцинской складчатости</p> <p><b>B/H<sub>2</sub></b> Области байкальской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом</p> <p><b>S/H<sub>2</sub></b> Области салаирской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом</p>	<p><b>СТРУКТУРЫ ПРОТООРГЕННОВОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <p> Краевые прогибы (а-внутренняя зона, б- внешняя зона)</p> <p> Межгорные прогибы и внутренние впадины</p> <p> Краевые поднятия</p>
<p><b>СТРУКТУРЫ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <p> Ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами</p> <p> Ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами</p> <p> Основания межгорных прогибов</p> <p> Антиклинорные зоны унаследованного этапа развития (полициклические)</p> <p> Антиклинорные зоны инверсионного этапа развития (моноциклические)</p> <p> Синклинорные зоны унаследованного типа развития</p>	<p><b>ИНТРУЗИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ</b></p> <p> Гранитоиды</p> <p> Базальты</p> <p> Ультрабазальты</p> <p><b>РАЗЛОМЫ</b></p> <p> Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром- не выходящие на поверхность фундамента)</p> <p> Разломы, разграничивающие структурно-фациальные зоны</p> <p> Раннекайнозойские грабен-рифты</p> <p> Прочие разломы</p>
<p><b>СТРУКТУРЫ ДЕЙТЕРООРОГЕННОВОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b></p> <p> Унаследованно-наложенные впадины и прогибы</p> <p> Наложённые впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов</p> <p> Раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости</p> <p> Выступы-горсты докарельских и карельских складчатых комплексов</p> <p> Выступы-горсты байкальских складчатых комплексов</p> <p> Выступы-горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов</p>	<p><b>ПРОЧИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ</b></p> <p> Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км</p> <p> Границы структурно-фациальных зон</p> <p> Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости</p> <p> Покровы эффузивов разного состава</p>
<p><b>ФОРМАЦИИ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫЕ</b></p> <p><b>gc</b> Кремнисто-сланцевая</p> <p><b>cm</b> Глинисто-сланцевая</p> <p><b>cc</b> Карбонатно-глинисто-сланцевая</p> <p><b>as</b> Аспидная</p> <p><b>al</b> Андезит-липаритовая</p> <p><b>ax</b> Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная</p>	<p><b>ФОРМАЦИИ ПРОТООРОГЕННЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ</b></p> <p><b>tc</b> Терригенно-карбонатная</p> <p><b>t</b> Терригенная</p> <p><b>h</b> Угленосная</p>

Рисунок 2.5 – Условные обозначения фрагмента из тектонической карты фундамента ЗСП



По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) МММ структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо – восточного простирания с размерами по оконтуривающей изогипсе – 2325 м, 28x15 км и амплитудой 125 м. Восточный склон структуры довольно крутой, углы падения на уровне отражающего горизонта Па достигают на отдельных участках 3 – 6 градусов, западный же наоборот относительно пологий. Поднятие осложнено рядом более мелких структур четвертого порядка. Вверх по разрезу структура постепенно выполаживается, происходит уменьшение амплитуды поднятия и сокращение углов наклона крыльев.

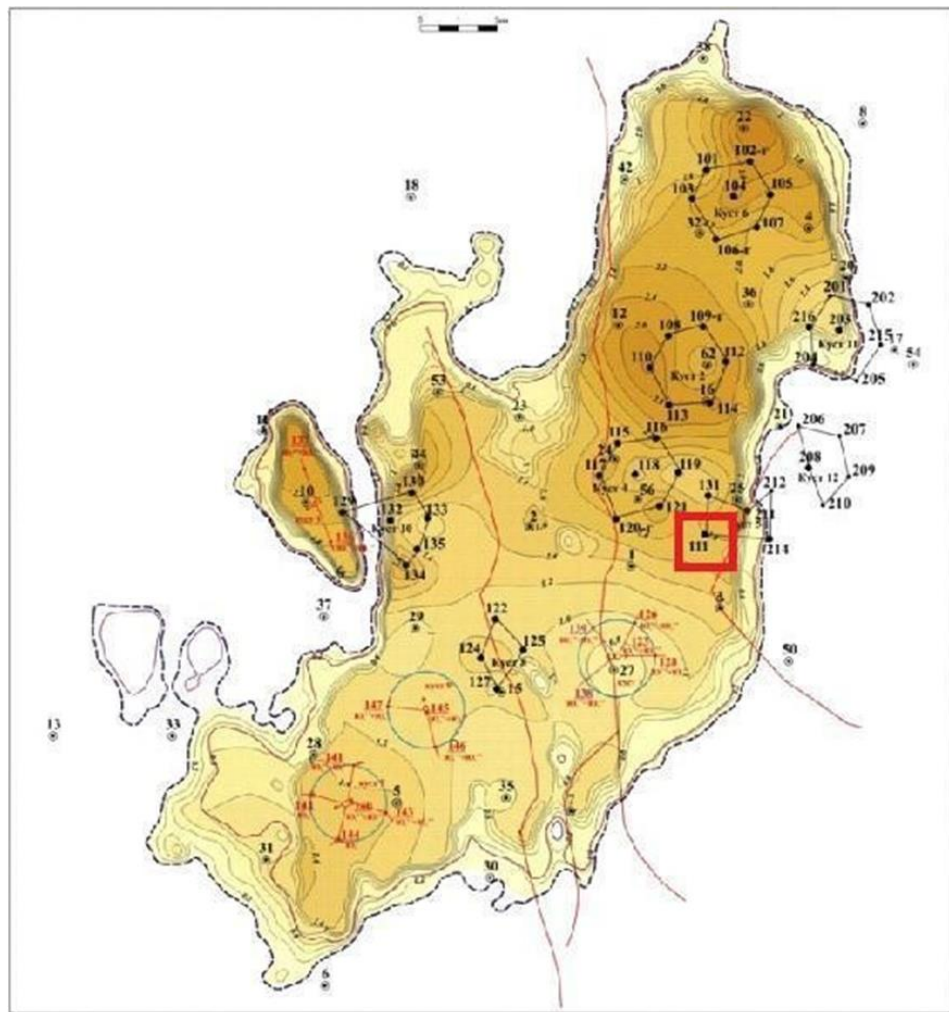
### **2.3.3 Нефтегазоносность**

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Средневасюганского нефтегазоносного района. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями васюганской свиты верхней юры и куломзинской свиты нижнего мела.

Незначительно газо- и нефтепроявления были отмечены при испытании нижней части отложений тюменской свиты (пласт Ю<sub>7</sub> в скважине 56) и на ее контакте с корой выветривания.

В скважинах 1 и 4 из коры выветривания получены незначительные притоки газа. Основными промышленно продуктивными являются пласты: Б<sub>8</sub>, Б<sub>10</sub>, Б<sub>16-20</sub> (куломзинская свита), Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>2</sub> (васюганская свита).

Схема размещения разведочных и газодобывающих скважин, а также запроектируемых скважин на Мыльджинском месторождении приведены на рисунке 2.6.



Условные обозначения:

	- поисково-разведочная скважина пробуренная, номер;		- линии равных линейных запасов горизонта Ю <sub>1</sub> ;
	- эксплуатационная скважина пробуренная, номер;		- линия тектонического нарушения;
	- куст пробуренных эксплуатационных скважин на объектах Ю <sub>1</sub> и Б <sub>2</sub> ;		- вертикальная - номер скважины/ проектный горизонт;
	- куст проектных эксплуатационных скважин на горизонте Ю <sub>1</sub> ;		- направление движения ставка

Рисунок 2.6 - Проектная схема размещения дополнительного фонда эксплуатационных и газодобывающих скважин на карте суммарных линейных запасов по горизонту Ю<sub>1</sub> Мыльджинского месторождения

Согласно существовавшим представлениям, нерасчлененный песчаный горизонт Ю<sub>1</sub> (рис. 2.7), включающий пласты Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> и песчаный пласт Ю<sub>3</sub> образуют газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой, выделяемой в северозападной части месторождения. Положение плоскости ГВК условно принято на абсолютной отметке 2321 м. Положение ВНК условно проводится на отметке 2333 м.

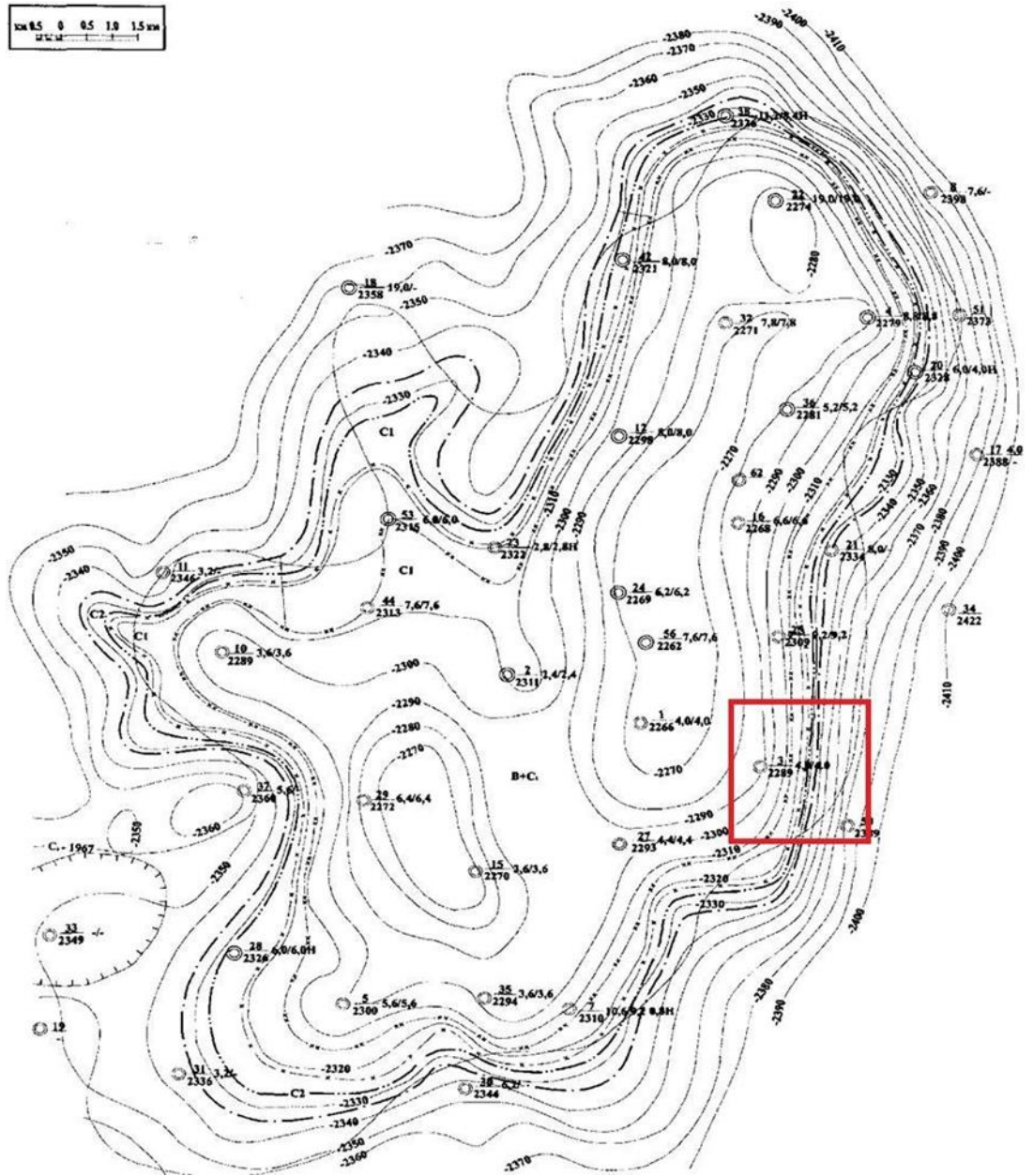
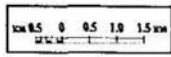
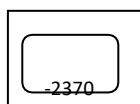


Рисунок 2.7 - Структурная карта и положение водоуглеводородных контактов пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Мыльдзинского месторождения

Условные обозначения:



- Изогипса по кровле



- Водонефтяной контакт



- Газонефтяной контакт

По результатам испытания пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> скважины 8, 17, 51 на северо – восточном склоне Мыльджинского поднятия выделяется литологически экранированная залежь нефти, за счет глинизации песчаников Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в сводовой части структуры. Уровень ВНК установлен в скважине 8 на абсолютной отметке 2364 м. Дебиты нефти получены из скважин 17, 21, 51 составили 0,004 – 3,4 т/сут.

Пласт Б<sub>16-20</sub> прослеживается в подошве отложений куломзинской свиты валанжина. В южной части площади замещается глинистыми разностями и как пласт коллектор не выделяется. Продуктивность пласта установлена на основании испытания скважин 4, 12, 32, в которых получены фонтаны газа дебитом 27,3 – 139,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут. В газе отмечается конденсат.

Общая мощность пласта изменяется от 6,8 до 50,4 м. Эффективная равна 1,2 – 33,2 м. Количество прослоев песчаника, составляющих эффективную мощность, равно 8 – 10. Газонасыщенная мощность составляет 1,2 – 20м.

Пласт Б<sub>16-20</sub> имеет низкие коллекторские свойства. Большинство образцов оказалось непроницаемыми, что связано с высокой карбонатностью пород. Залежь газа в пласте является литологической. Этаж газоносности – 40м.

Пласт Б<sub>10</sub> приурочен к средней части разреза куломзинской свиты валанжина. Залегаet на 108 м гипсометрически выше пласта Б<sub>16-20</sub>. Фациально неустойчив и прослеживается лишь в северной и северо – восточной частях Мыльджинской площади.

Продуктивность пласта подтверждается результатами испытания 6 скважин, из которых фонтан газа с дебитами от 110,8 до 366,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Газ содержит конденсат. Общая мощность пласта изменяется от 6 до 34,8 м, эффективная от 1,2 – 22м, которую слагает прослой песчаников.

Газонасыщенность – 1,2 – 22м. Плотность ГВК проводится условно по подошве пласта Б<sub>10</sub> в скважина 17 по отметке – 2154,5 м.

Пласт Б<sub>8</sub> приурочен к верхней части отложений куломзинской свиты валанжина. Залегаet гипсометрически выше пласта Б<sub>10</sub> и отделяется от него 70

– метровой толщиной аргиллитов. Прослеживается на площади повсеместно, однако имеет тенденцию к глинизации в наиболее погруженных частях структуры на восточном крыле (скважины 3, 25).

Продуктивность пласта установлена по результатам испытания скважин 1, 25, 24. В скважине 1 получен фонтан газа с конденсатом; дебит газа 182 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Общая мощность пласта равна 13,2 – 47,6 м., эффективная – 2,4 – 21,6 м., газонасыщенная – 2 – 6,8 м. Залежь пласта Б<sub>8</sub> является пластовой. Этаж газоносности 23 м.

#### **2.3.4 Физические свойства горных пород и петрофизические характеристики**

На Мыльджинском месторождении промысловые исследования на конденсатность проводились по пласту Б<sub>10</sub> и горизонту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. В первом случае было задействовано 3 скважины, а во втором 15. Для отделения конденсата от газа был использован циклонный сепаратор ХН – 92 – 015 с диаметром циклона 200 мм и рабочим давлением 16 МПа [10].

Конденсатно – газовый фактор по пласту Б<sub>10</sub> при трех различных дебитах (55, 146 и 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут) принимал значения 327, 130 и 95 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, что демонстрирует слишком большую разницу между крайними значениями. Полученные результаты характеризуют низкую точность выполненной работы, поэтому для более достоверной информации в определении компонентного состава газа и конденсата горизонта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Б<sub>10</sub> проводились лабораторные исследования. Результаты исследований представлены в таблицах 2.1, 2.2, 2.3.

Таблица 2.1 – Компонентный состав газа и конденсата горизонта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Компоненты	Газ сепарации		Газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа	
	мол. (%)	г/моль	мол. (%)	г/моль	мол. (%)	г/моль	мол. (%)	г/моль	мол. (%)	г/моль
C <sub>1</sub>	88,53	885,3	70,24	5,85	0	0	28,01	5,85	87,26	891,19
C <sub>2</sub>	3,06	30,6	9,9	0,83	0	0	3,91	0,83	3,08	31,47
C <sub>3</sub>	2,12	21,2	10,27	0,88	1,8	0,24	5,11	1,11	2,18	22,3
изо-C <sub>4</sub>	0,59	5,9	2,79	0,24	2,6	0,35	2,66	0,59	0,64	6,51
н-C <sub>4</sub>	0,67	6,7	2,48	0,21	5,58	0,75	4,35	0,96	0,75	7,65
изо-C <sub>5</sub>	0,25	2,5	1,29	0,11	5,88	0,8	4,07	0,91	0,33	3,4
н-C <sub>5</sub>	0,2	2	0,63	0,05	7,1	0,95	4,55	1	0,3	3,02
C <sub>6</sub>	0,2	2	0,28	0,02	18,42	2,43	11,26	2,46	0,44	4,49
C <sub>7+</sub>	0	0	0	0	58,61	7,46	35,23	7,46	0,73	7,46
Азот	3,55	35,5	0,95	0,08	0	0	0,37	0,08	3,48	35,57
CO <sub>2</sub>	0,82	8,2	1,17	0,1	0	0	0,46	0,1	0,81	8,29
Всего	100	1000	100	8,37	100	12,98	100	21,35	100	1021,35
Молярная доля газа сепарации в пластовом газе							0,9791308			
Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе							0,9820319			
Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе							0,9917071			

Таблица 2.2 – Компонентный состав газа и конденсата пласта Б<sub>10</sub>

Компоненты	Газ сепарации		Газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа	
	мол. (%)	г/моль	мол. (%)	г/моль	мол. (%)	г/моль	мол. (%)	г/моль	мол. (%)	г/моль
C <sub>1</sub>	87,7	877	61,49	6,57	0	0	28,14	6,57	86,29	883,54
C <sub>2</sub>	3,67	36,7	10,64	1,19	0	0	4,86	1,19	3,7	37,93
C <sub>3</sub>	2,57	25,7	14,23	1,63	1,97	0,24	7,56	1,88	2,69	27,56
изо-C <sub>4</sub>	0,67	6,7	4,53	0,53	3,29	0,43	3,85	0,95	0,75	7,64
н-C <sub>4</sub>	0,78	6,7	4,15	0,48	6,91	0,91	5,64	1,39	0,9	9,22
изо-C <sub>5</sub>	0,29	2,9	2,36	0,27	6,92	0,93	4,84	1,2	0,4	4,07
н-C <sub>5</sub>	0,23	2,3	1,24	0,14	8,03	1,07	4,92	1,21	0,34	3,51
C <sub>6</sub>	0,24	2,4	0,48	0,05	19,35	2,55	10,73	2,61	0,49	5,01
C <sub>7+</sub>	0	0	0	0	53,52	6,9	29,06	6,9	0,67	6,9
Азот	3,85	38,5	0,86	0,09	0	0	0,39	0,09	3,77	38,6
CO <sub>2</sub>	0	0	0,03	0	0	0	0,01	0	0	0
Всего	100	1000	100	10,95	100	13,03	100	23,99	100	1023,99
Молярная доля газа сепарации в пластовом газе							0,97662			
Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе							0,989099			
Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе							0,989176			

Таблица 2.3 – Физико – химические свойства и фракционный состав стабильного конденсата

1. Фракционный состав, % об.	Ю <sub>1-2</sub>	Б <sub>10</sub>
Н.К. °С	48	32
10% перегоняется при t, °С	78	68
50% перегоняется при t, °С	130	127
90% перегоняется при t, °С	250	230
К.К. °С	316	266
Отгон %	98	96
Остаток	1	0,9
Потери	1	3,1
2. Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,735	0,712
3. Молекулярная масса	111	103,5
4. Температура помутнения, °С	–	–
5. Температура застывания, °С	65	70
6. Вязкость, ССТ		
При: –10 °С	1,17	–
–20 °С	0,8	0,79
–40 °С	–	–
Содержание, % масс.		
7. Общей серы	0,01	0,0075
8. Твердых парафинов	отс.	отс.
9. Смол, асфальтенов	отс.	отс.

Результаты проведенных исследований показали, что конденсат является малосернистым, с высоким содержанием парафинов и низким ароматических углеводородов. Полученные результаты компонентного состава конденсата характеризуют его, как отличное сырье для пиролиза и других различных нефтехимических процессов.

За счет того, что изменяются свойства пластового газа в пределах одной залежи, фракционный состав конденсата также не является постоянным. Например, по результатам апробирования центральной части залежи (скважины 15,29), до 250 °С выкипает 98% конденсата. Однако, результаты проб с периферийной части залежи имеют повышенную плотность, относительно центральной, и только 70% выкипает до 250 °С (скважина 31). Также конденсат может иметь темную окраску из – за наличия примеси нефти.



Основываясь на результатах промысловых исследований, выход стабильного конденсата горизонта Ю<sub>1-2</sub> составлял от 78 до 133 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. С изменением плотности от 0,691 до 0,762 г/см<sup>3</sup>. Основываясь на результатах промысловых исследований, при подсчете запасов, потенциальное содержание конденсата было принято за 82,7 г/м<sup>3</sup>. Однако эта величина не включает в себя его потери с газом сепарации и дегазации, составляющие примерно 10 – 15%. Окончательное значение потенциального содержания должно составлять 91 – 95 г/м<sup>3</sup>.

Результаты промысловых исследований по пласту Б<sub>10</sub> дали среднее значение потенциального содержания конденсата 133,6 г/м<sup>3</sup>, но как говорилось ранее, разброс между крайними значениями слишком велик. Поэтому, утвержденной величиной содержания конденсата, было принято значение 120 г/м<sup>3</sup> [10].

Проводя анализ полученных данных, можно сделать следующие выводы:

1. Смесь газа и конденсата горизонта Ю<sub>1-2</sub> является однофазной;
2. Наибольшие потери сырого конденсата происходят при значении пластового давления 8 – 9 МПа;
3. При промысловой обработке стабильного конденсата, давление максимальной конденсации составляет 4,5 – 5 МПа, а для насыщенного – 8 – 9 МПа.

### **2.3.5 Запасы газа и конденсата**

По результатам бурения 32 скважин ГКЗ СССР (протокол №5362 от 23.02.1968г.) подсчитывали запасы газа и конденсата по меловым отложениям (пласты Б<sub>8</sub>, Б<sub>10</sub> и Б<sub>16-20</sub>) и по юрским (горизонты Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub>). В результате подсчета утвержденные начальные запасы газа и конденсата категории В+С<sub>1</sub> составили 91567 млн. м<sup>3</sup> и 9543/6946 тыс. т., а по категории С<sub>2</sub> в размере 7596 млн. м<sup>3</sup> и 891/552 тыс. т.

После проведения подсчетов запасов по пробуренным скважинам, для уточнения геологического строения месторождения было пробурено



еще 12 дополнительно. В результате чего, была обнаружена нефтяная оторочка в пластах Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub>. Запасы нефти категории С<sub>1</sub> учтены в количестве 10960/3170 тыс. т.

В 1995 – 1996 гг. состоялось проведение детальной корреляции разреза верхнеюрских отложений институтом ТомскНИПИнефть, целью которого являлось выделение пластов в горизонте Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub>. В результате чего, в объеме первого юрского горизонта были выделены пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, а в объеме второго Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>2</sup> соответственно.

После выделения пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>2</sup> стало возможным проводить определение запасов газа и конденсата дифференцированно, используя зависимости, построенные по керновым данным для горизонта Ю<sub>1-2</sub>. Определяя при этом пористость и газонасыщенность взвешиванием по толщине.

При проведении повторного пересчета количество уточненных геологических запасов категории В+С<sub>1</sub> составило 82631 млн. м<sup>3</sup> и 8613 тыс. т, а категории С<sub>2</sub> – 7940 млн. м<sup>3</sup> и 861 тыс. т. Что в свою очередь отличалось от начально подсчитанных запасов, по категории В+С<sub>1</sub> уменьшение запасов газа и конденсата произошло на 8936 млн. м<sup>3</sup> и 930 тыс. т. соответственно, изменение составило почти 10% от начального. Запасы категории С<sub>2</sub> при повторном подсчете понесли незначительные изменения.

На изменение геологических запасов газа после пересчета повлияли следующие факторы: уменьшение объема газонасыщенных пород; уменьшение газонасыщенной толщины; применение дифференцированного подсчета запасов; перевод некоторой части запасов из категории В+С<sub>1</sub> в категорию С<sub>2</sub> [10].

Большая часть запасов газа по категории В+С<sub>1</sub> приурочена к горизонту Ю<sub>1</sub> и численно составляет 65702 млн. м<sup>3</sup> или 79,5 % от общих запасов. За горизонтом Ю<sub>1</sub> по количеству запасов газа следуют пласты Б<sub>10</sub>, Ю<sub>1-Ю<sub>2</sub></sub><sup>1</sup>, Б<sub>16-20</sub> и Б<sub>8</sub> с численным значением запасов соответственно 10206,

4917, 1070 и 736 млн м<sup>3</sup>.

По категории С2 ровно половина от общих геологических запасов приходится на пласты Ю<sub>2</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>2</sub> – 3970 млн. м<sup>3</sup>. Остальная часть запасов распределена между пластами Б10 и Б8 и численно составляет 286 млн.м<sup>3</sup> и 1109 млн. м<sup>3</sup> соответственно. Пересчитанные геологические запасы представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Уточненные геологические запасы газа и конденсата

Пласт/горизонт	Уточненные геологические запасы газа, млн. м <sup>3</sup>		Уточненные геологические запасы стабильного конденсата, тыс. т	
	В + С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>	В+С <sub>1</sub>	С <sub>2</sub>
Ю <sub>2</sub> <sup>1</sup> -Ю <sub>2</sub> <sup>2</sup>	4917	3970	540	200
Ю <sub>1</sub>	65702	–	6669	–
Б <sub>16-20</sub>	1070	–	109	–
Б <sub>10</sub>	10206	2861	1220	648
Б <sub>8</sub>	736	1109	75	113
Итого по м/ю	82631	7940	8613	861

### 3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

#### 3.1 Описание технологической схемы

На рисунке 3.1 изображена технологическая схема модуля подготовки газа на примере Мыльдзинского нефтегазоконденсатного месторождения.

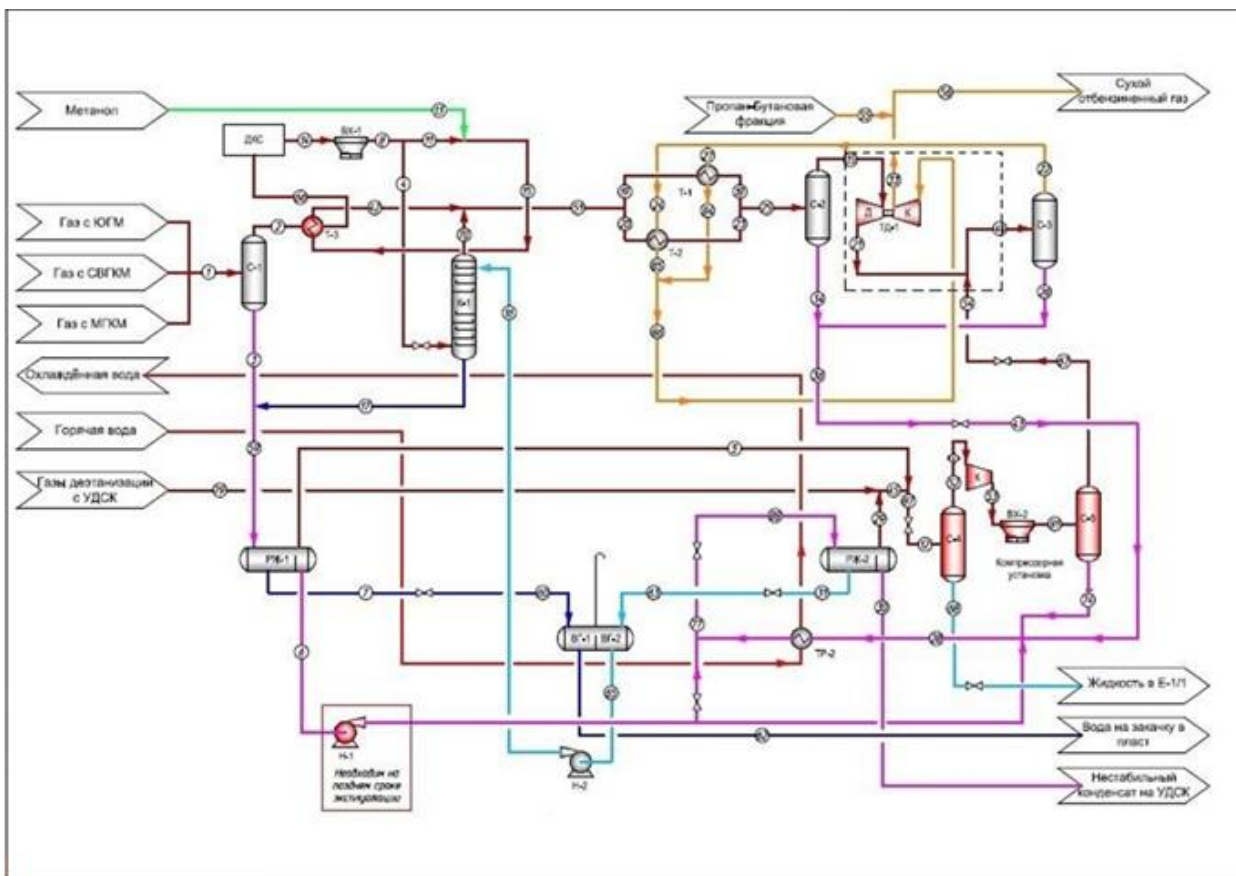


Рисунок 3.1 – Технологическая схема модуля подготовки газа для УКПГ МНГКМ

Условные обозначения:

С-1, С-2, С-3 – низкотемпературные сепараторы; ДКС – дожимная компрессорная станция; К-1 – колонна отдувки метанола; ТДА – турбодетандерный агрегат; ВГ-1, ВГ-2 – выветриватели газа; Т-1, Т-2- рекуперативные теплообменники; РЖ-1, РЖ-2 – разделители жидкости.

Продукция скважин нефтегазоконденсатного месторождения представляет собой отделенный газ от сепараторов С-1 и С-2, идущий с узла

входа шлейфов с давлением 5,0 МПа и температурой от + 4 до 23°C, поступает на первую ступень сепарации в сепаратор С-1.

Для предотвращения гидратообразования перед регулирующим клапаном КР-1 предусмотрена линия подачи технического метилового спирта. Давление метанола в трубопроводе замеряется техническим манометром.

Для предотвращения резкого повышения давления на входе С-1 установлены два предохранительных клапана ПК-1 и ПК-2, настроенные на давление срабатывания 8,0 МПа. В сепараторе первой ступени С-1 под действием сил тяжести происходит предварительное отделение из газового потока капельной жидкости и механических примесей.

Отделившаяся жидкая фаза (углеводородный конденсат, метанольная вода и механические примеси) через отводится в разделитель жидкости РЖ-1 с давлением от 4,2 до 5,4 МПа и температурой от + 3 до 23°C.

Частично отсепарированный газовый поток с температурой от + 4 до 18°C и давлением до 5,1 МПа из сепаратора С-1 направляется через в трубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3, где нагревается обратным потоком газа от газоперекачивающего аппарата (ГПА) с температурой от + 15 до 33°C, проходящего по затрубному пространству, до температуры от + 18 до 23°C. Далее газ поступает на вход в горизонтальные сепараторы ФС-1 и ФС-2 цеха сепарации дожимной компрессорной станции, очищенный газ направляется на ГПА.

После компримирования на газоперекачивающем аппарате газ с давлением 7,0 МПа, температурой от + 35 до 45°C направляется на аппараты воздушного охлаждения, где охлаждается до температуры от + 25 до 35°C. Затем частично охлажденный газ разделяется на два потока: часть, в качестве отдувочного газа подается на колонну отдувки метанола К-1, а оставшая часть газа направляется в межтрубное пространство теплообменника «газ-газ» Т-3, где охлаждается до температуры от 20 до 25°C. После охлаждения и насыщения метанолом потоки объединяются и подаются в трубное пространство двухсекционных теплообменников «газ-газ» Т-1 и Т-2,

установленных параллельно. Там поток газа охлаждается обратным потоком холодного осушенного газа, проходящего по затрубному пространству теплообменников Т-1 и Т-2 до температуры - 22°C.

Для предотвращения гидратообразования в трубном пространстве Т-1 и Т-2 предусмотрена подача метанола через узел ввода метанола УВМ-1.

Для того чтобы предотвратить превышение давления, на входе в сепаратор С-2 установлены сдвоенные предохранительные клапаны ПК-2, настроенные на давление срабатывания 8,0 МПа.

В сепараторе С-2 происходит отделение капельной жидкости, которая сконденсировалась из-за снижения температуры в теплообменниках Т-1 и Т-2.

Отсепарированные в сепараторе С-2 газовый конденсат, вода и метанол, с давлением от 2,3 до 2,7 МПа и температурой до - 38°C поступают в межтрубное пространство теплообменника ТК-1, где нагреваются обратным потоком газа с блочной компрессорной станции до температуры от - 20 до +28°C, после чего поток проходит через трубное пространство теплообменника ТР-2, где нагревается до температуры от 17 до 35 °С при помощи стабильного конденсата от УДСК или пара от котельной и выводится в разделитель жидкости РЖ-2.

Освобожденный от капельной жидкости газовый поток из С-2 с температурой до - 21°C и с давлением 7,0 МПа идет на лопатки входного направляющего аппарата детандер компрессорного агрегата, где давление снижается до 6 МПа. Благодаря расширению газа внутри турбины, потенциальная энергия его давления преобразуется в механическую работу, что обеспечивает охлаждение газа до – 18,23°C. Нагрузку турбины создает центробежный компрессор. Оператор дистанционно или по месту, регулируя степень открытия лопаток входного направляющего аппарата, изменяет расход газа через турбину в диапазоне от 2,5 млн. нм<sup>3</sup>/день до 6,0 млн. нм<sup>3</sup>/день.

После турбины газ поступает на третью ступень низкотемпературной сепарации С-3. Так же на вход сепаратора С-3 с давлением от 3,5 до 5,1 МПа

поступают газы с блочной компрессорной станции, которые охлаждены до температуры – 18°C в трубном пространстве теплообменника ТК-1 при помощи обратного потока конденсата от сепараторов С-2 и С-3.

На входе в сепаратор С-3 установлен регулирующий клапан КР-3, обеспечивающий стабильное давление газа от 3,8 до 5,3 МПа. Клапан предназначен для работы по резервной схеме подготовки газа и осуществления плавного пуска ДКА. Отбор газа на ДКА производится до КР-3, а поступление охлажденного газа – после КР-3 [11].

Для предотвращения повышения давления выше нормы на входе сепаратора С-3, установлены двойные предохранительные клапаны ПК-3, срабатывающие при давлении 6,0 МПа. В сепараторе С-3 происходит отделение капельной жидкости, которая конденсируется при снижении температуры до - 38°C и давления от 3,4 до 5,1 МПа.

Прошедший через сепаратор С-3 углеводородный конденсат при объединении с потоком жидкости с С-2 с давлением от 2,2 до 2,7 МПа и температурой до -38°C поступает в межтрубное пространство теплообменника ТК-1, где нагревается обратным потоком газа с БКС в диапазоне температур от - 20 и до + 28°C, после чего поток проходит через трубное пространство теплообменника ТР-2, где нагревается до температуры от 20 до 35°C стабильным конденсатом от установки деэтанзации и стабилизации конденсата или паром от котельной и выводится в разделитель жидкости РЖ-2.

Отделенный от углеводородного конденсата и влаги природный газ из низкотемпературного сепаратора С-3 после замера расхода газа на быстросъемной диафрагме с температурой до - 38°C и с давлением от 3,5 до 5,2 МПа поступает в межтрубное пространство теплообменников Т-1 и Т-2, где нагревается прямым потоком сырого газа до 16°C.

Нагретый до 16°C поток газа из теплообменников Т-1/3, Т-2/3, поступает в компрессор детандер-компрессорного агрегата, где компримируется до давления 5,4 МПа.

Осушенный природный газ с температурой от + 15 до 30°C и давлением 5,4 МПа направляется на один из замерных узлов коммерческого учета газа (УКУГ) и затем – в магистральный газовый трубопровод.

Жидкая фаза из сепаратора С-1 с давлением до 4,8 МПа и температурой от 10 до 20°C направляется в разделитель жидкости РЖ-1, где происходит разделение на углеводородный конденсат, газ и метанольную воду.

Газ дегазации из РЖ-1 с давлением 3,0 МПа и температурой от 10 до 20°C подается на вход в блочную компрессорную станцию.

Углеводородный конденсат из РЖ-1 подается на всас насосных агрегатов НУ-1 и НК-2 и под давлением от 2,6 до 2,8 МПа перекачивается в разделитель жидкости РЖ-2.

Для того чтобы предотвратить излишний рост давления в разделителе жидкости РЖ-1 предусмотрены два предохранительных клапана ПК-4, которые настроены на давление срабатывания 6,0 МПа.

В разделителе жидкости РЖ-2 происходит разделение жидкой фазы на метанольную воду и углеводородный конденсат, при учете разности плотностей, и дегазация жидкой фазы при давлении от 2,5 до 2,7 МПа.

Метанольная вода из разделителя жидкости РЖ-2 выводится в выветриватель газа ВГ-1.

Конденсат из разделителя жидкости РЖ-2 направляется на площадку переключающей арматуры УДСК [12].

### 3.2 Расчет эффективности турбодетандерных агрегатов

Для определения эффективности процесса НТС с использованием турбодетандерного агрегата необходимо сравнить перепад температур на входе и выходе ТДА и дросселя. Поскольку процесс НТС предполагает охлаждение газа, наибольший перепад температур будет соответствовать более эффективному способу. Расчет будет проводиться с учетом одинаковых давлений и составе газа согласно методическим указаниям [13].

Начальные данные для расчёта приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Значения параметров газа

Параметр	Значение
Давление перед охлаждением, МПа	7
Давление после охлаждения, МПа	6
Температура перед охлаждением, °С (К)	-21 (252)

Состав газа приведен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Компонентный состав газа

Компоненты	Массовая доля, %	Молярная масса компонента, г/моль
C <sub>1</sub>	0,8853	16
C <sub>2</sub>	0,0306	30
C <sub>3</sub>	0,0212	44
C <sub>4</sub>	0,0128	58
C <sub>5</sub>	0,0045	72
C <sub>6</sub>	0,002	86
N <sub>2</sub>	0,0355	32
CO <sub>2</sub>	0,002	44
1	100	

1. Молекулярная масса газа равна:

$$M_r = \sum(y_i \cdot M_i) \quad (3.1)$$

где  $y_i$  – массовая доля  $i$ -го компонента, %;

$M_i$  – молярная масса  $i$ -го компонента, г/моль.



$$M_{\Gamma} = 0,8853 \cdot 16 + 0,0306 \cdot 30 + 0,0212 \cdot 44 + 0,0128 \cdot 58 + 0,0045 \cdot 72 + 0,002 \cdot 86 + 0,0355 \cdot 32 + 0,002 \cdot 44 = 18,478 \text{ г/моль}$$

2. Рассчитаем среднее давление:

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2} = \frac{7 + 6}{2} = 6,5 \text{ МПа} \quad (3.2)$$

3. Найдём относительная плотность газа:

$$\rho_{\Gamma} = \frac{M_{\Gamma}}{M_{\text{В}}} \quad (3.3)$$

где  $M_{\text{В}}$  – молекулярная масса воздуха, г/моль.

$$\rho_{\Gamma} = \frac{18,478}{29} = 0,637$$

4. Критические и приведенные параметры газа:

4.1. Критические температура и давление определяются по графику зависимости критических параметров от относительной плотности (рис.3.2)

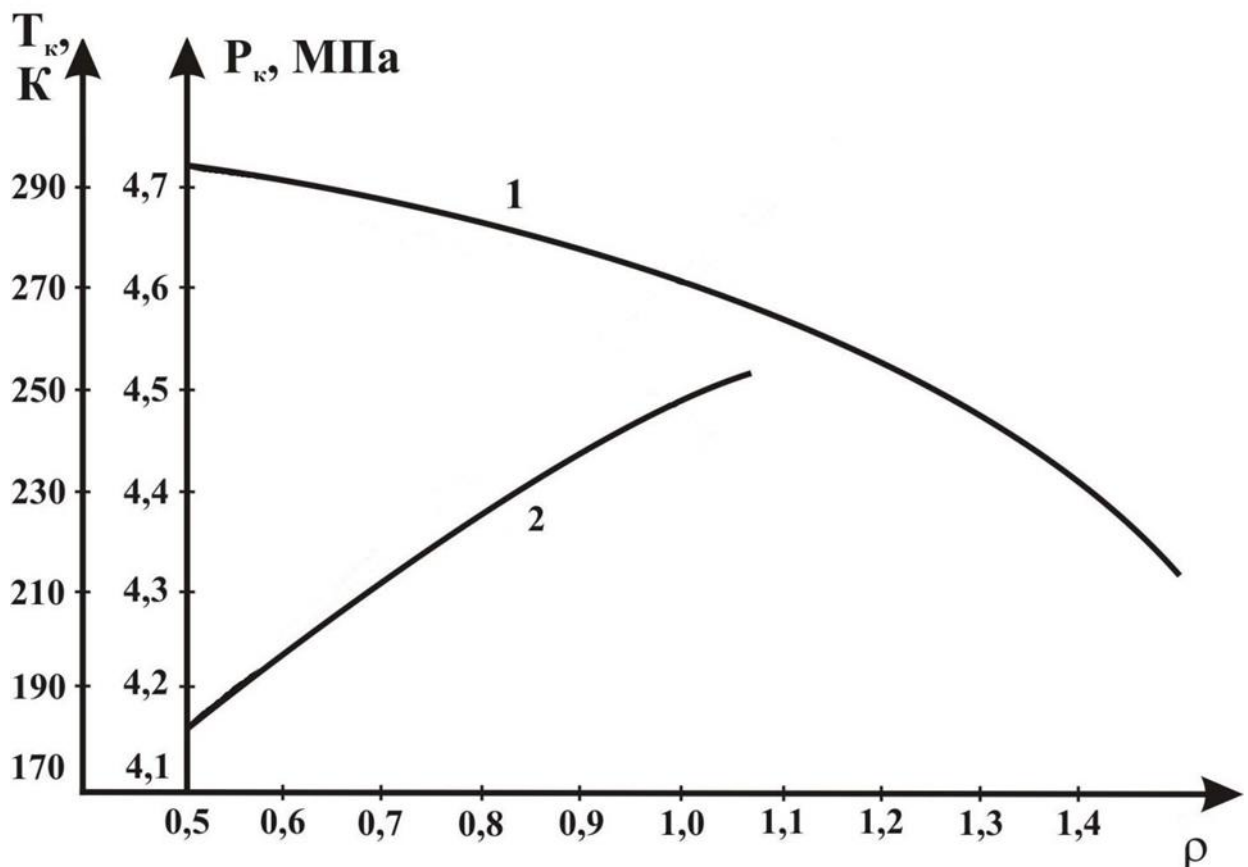


Рисунок 3.2 – Зависимость критического давления и критической температуры от относительной плотности (1 – давление, 2 – температура)

Значению относительной плотности, равному 0,637, соответствуют значения  $P_{кр} = 4,7$  МПа и  $T_{кр} = 201$  К.

4.2. Приведенные температура и давление определяются из известных критических значений:

$$P_{пр} = \frac{\tilde{P}}{P_{кр}} \quad (3.4)$$

$$T_{пр} = \frac{T_1}{T_{кр}} \quad (3.5)$$

$$P_{пр} = \frac{6,5}{4,7} = 1,383, \quad T_{пр} = \frac{252}{201} = 1,254$$

5. Найдём изобарную молярную теплоёмкость  $C_p$  газа по формуле Гухмана и Нагаревой:

$$C_p = 3,15 + 0,02203 \cdot T_1 - 0,149 \cdot 10^{-4} \cdot T_1^2 + \frac{0,238 \cdot M_r \cdot P_1^{1,124}}{(T_1/100)^{5,08}} \quad (3.6)$$

где  $P_1$  – начальное давление, кг/см<sup>2</sup>

$$C_p = 3,15 + 0,02203 \cdot 252 - 0,149 \cdot 10^{-4} \cdot 252^2 + \frac{0,238 \cdot 18,478 \cdot 70^{1,124}}{(252/100)^{5,08}} =$$

$$= 12,52 \text{ кДж}/(\text{кмоль} \cdot \text{К})$$

6. Определим конечную температуру газа после охлаждения методом дросселирования  $T_2$ :

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_1} - \frac{3,57 \cdot P_{пр}^{\frac{1}{4}}}{c_p \cdot T_{пр}} \cdot [0,005 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{P_1}{P_2} + 0,29 \cdot 10^{-7} \cdot (P_1^2 - P_2^2) -$$

$$- 209 \cdot 10^{-7} \cdot (P_1 - P_2)] \quad (3.7)$$

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{252} - \frac{3,57 \cdot 1,383^{\frac{1}{4}}}{8,113 \cdot 1,254} \cdot [0,005 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{70}{60} + 0,29 \cdot 10^{-7} \cdot (7^2 - 6^2) -$$

$$- 209 \cdot 10^{-7} \cdot (7 - 6)] = 0,004 \text{ 1/К}$$

Тогда  $T_2 = 251,5$  К

Таким образом, в процессе дросселирования газ охладился на 0,5 К.

7. Рассчитаем конечную температуру газа после охлаждения методом детандирования:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (3.8)$$

где  $k$  – показатель адиабаты:

$$k = \frac{c_p}{\left[ c_p - 3,57 \cdot \left(\frac{P_{пр}^{1/4}}{T_{пр}}\right) \right]} \quad (3.9)$$

$$k = \frac{12,52}{\left[ 12,52 - 3,57 \cdot \left(\frac{1,383^{1/4}}{1,254}\right) \right]} = 1,327$$

$$\text{Тогда } T_2 = 252 \cdot \left(\frac{6}{7}\right)^{\frac{1,327-1}{1,327}} = 242,6 \text{ К}$$

Отсюда следует, что в процессе детандирования газ охладился на 9,4 К.

Результаты расчетов показали, что охлаждение газа с использованием турбодетандерного агрегата показало лучшие результаты в сравнении с использованием дросселя. Таким образом для данных значений давлений и состава газа изоэнтروпийный процесс является эффективнее изоэнтальпийного почти в 20 раз.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Д	Шаравину Илье Дмитриевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</b>	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ» Человеческие ресурсы – 2 человека (руководитель и дипломник).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,3; - премиальный коэффициент – 0,3; - коэффициент дополнительной заработной платы – 0,15.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка готовности проекта к коммерциализации, выполнение SWOT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Определение затрат на проектирование

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Д	Шаравин Илья Дмитриевич		

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Стадия сбора и подготовки газа включает в себя совокупность последовательных мероприятий, одним из которых является низкотемпературная сепарация. Этот метод помогает привести газ к товарным нормам.

Долгое время на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении процесс низкотемпературной сепарации проводился с помощью дроссельных аппаратов. Однако в настоящее время на УКПГ месторождения функционируют три турбодетандерных агрегата.

Целью работы является расчет затрат на её проектирование.

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

#### 4.1.1 SWOT – анализ

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT- анализ [14]. SWOT - анализ - это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды) (табл. 4.1).

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
С1. Экономичность и энергоэффективность проекта. С2. Простота, надежность и низкая металлоемкость конструкции. С3. Более низкая стоимость. С4. Актуальность разработки. С5. Отсутствие вредного воздействия на окружающую среду	Сл 1. Сложность перехода на новую систему. Сл 2. Большой срок поставки установки. Сл 3. Длительный срок окупаемости.
<b>Возможности:</b>	<b>Угрозы:</b>
В1. Повышение стоимости конкурентных разработок. В2. Стабильный интерес к технологии.	У1. Отсутствие спроса на новые технологии. У2. Развитая конкуренция.

Далее построим интерактивные матрицы проекта. При помощи неё можно разобраться с комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

В такой матрице факторы помечаются либо знаком “+” – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком “-” – слабое соответствие; “0” ставится в случае, если есть сомнения в постановке знака “+” или “-” (табл. 4.2, 4.3, 4.4, 4.5).

Таблица 4.2 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	0	+	-	-
	B2	+	+	+	+	+

Проанализировав таблицу 2, можно выявить корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1C1C3, B2C1C2C3C4C5.

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	-
	B2	+	-	+

Корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1Сл1, B2Сл1Сл3.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	0	0	+	+	0
	У2	+	+	+	+	+

Корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С3С4, У2С1С2С3С4С5.

Таблица 4.5 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	-
	У2	+	-	-

Корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл1, У2Сл1.

**Вывод:** проект имеет большой потенциал применения, поскольку он несет в себе более экономичные и эффективные решения на фоне растущей

конкуренции в нефтегазовой сфере. Главной слабой стороной проекта является сложность перехода на новую систему, которая, однако, спустя некоторое время начнет окупаться.

#### 4.1.2 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно- исследовательский проект (табл. 4.6).

Таблица 4.6 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное Значения (5x2)
1	2	3	4	5	
<b>Показатели оценка качества разработки</b>					
1. Повышение производительности труда пользователя	0,07	65	100	0,65	0,0455
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,13	75	100	0,75	0,0975
3. Помехоустойчивость	0,03	50	100	0,5	0,015
4. Энергоэкономичность	0,1	70	100	0,7	0,07
5. Надежность	0,2	100	100	1	0,2
6. Уровень шума	0,04	40	100	0,4	0,016
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
7. Продукт	0,03	70	100	0,7	0,021
8. Уровень проникновения на рынок	0,04	80	100	0,7	0,032
9. Цена	0,06	45	100	0,45	0,027
10. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	100	100		0,1
<b>Итого:</b>	<b>1</b>	<b>765</b>	<b>100</b>	<b>7,65</b>	<b>0,786</b>

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot \beta_i \quad (4.1)$$

где  $P_{cp}$  –средневзвешенное значение показателя качества и перспективности . научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение  $P_{cp}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя  $P_{cp}$  получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{cp} = 75,9$$

Данное значение лежит в интервале от 60 до 79, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации – выше среднего.

## 4.2 Планирование исследовательских работ в рамках ВКР

### 4.2.1 Структура работ в рамках проводимого исследования

При организации исследовательской работы необходимо планировать занятость каждого участника и определить сроки выполнения этапов работ. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), студент (С). Выделенные этапы представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и расчетные исследования	5	Расчет эффективности турбодетандеров	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	6	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформления отчета по исследовательской работе	7	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр



#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Для построения линейного графика необходимо рассчитать длительность этапов в рабочих днях, а затем перевести в календарные дни. Расчет продолжительности выполнения каждого этапа в рабочих днях выполняется по формуле:

$$T_{РД} = \frac{t_{ож}}{K_{ВН}} \cdot K \quad (4.2)$$

где  $t_{ож}$  – трудоемкость работы, чел/дн;

$K_{ВН}$  – коэффициент выполнения работ ( $K_{ВН} = 1$ );

$K_{д}$  – коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ( $K_{д} = 1,2$ );

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot T_{К} \quad (4.3)$$

где

$T_{РД}$  – продолжительность выполнения этапа в рабочих днях;

$T_{КД}$  – продолжительность выполнения этапа в календарных днях;

$T_{К}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$T_{К} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{ВД} - T_{ПД}} \quad (4.4)$$

где  $T_{КАЛ}$  – календарные дни ( $T_{КАЛ} = 366$ );

$T_{ВД}$  – выходные дни ( $T_{ВД} = 104$ );

$T_{ПД}$  – праздничные дни ( $T_{ПД} = 14$ );

$$T_{К} = \frac{366}{366 - 118} = 1,476$$

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ  $t_{ож}$  применяется две оценки:  $t_{min}$  и  $t_{max}$  (метод двух оценок).

$$t_{ож} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5} \quad (4.5)$$

где

$t_{\min}$  – минимальная трудоемкость работ, чел/дн;

$t_{\max}$  – максимальная трудоемкость работ, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$  учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{T_{ожi}}{Ч_i} \quad (4.6)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн;

$T_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.\дн;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

#### 4.2.3 Разработка графика проведения исследования

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot T_k \quad (4.7)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$T_k$  – коэффициент календарности.

Таблица 4.8 - Временные показатели проведения исследования

№ работ	Трудоемкость работ						Исполнители	$T_{pi}$	$T_{ki}$
	$t_{\min}$		$t_{\max}$		$t_{ожi}$				
	С	Р	С	Р	С	Р		С+Р	С+Р
1	2	1	3	2	2,4	1,4	2	1,9	2,81
2	10	3	17	5	12,8	3,8	1	8,3	12,27
3	5	2	7	3	5,8	2,4	1	4,1	6,06
4	2	0	3	0	2,4	0	2	1,2	1,77
5	40	0	60	0	48	0	1	48	70,94
6	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
7	2	2	3	3	2,4	2,4	2	2,4	3,55
Итого:	63	8	96	16	76,2	12,4		68,3	100,94

На основании таблицы 4.8 построим диаграмму Ганта (таблица 4.9), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися

датами начала и окончания выполнения работ.

Таблица 4.9 – Календарный план – график проведения работ

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал, ,дн.	Продолжительность выполнения работ														
			Янв.		Февр.			Март			Апрель			Май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Бакалавр, руководитель	34	[Hatched]														
			[Grid]														
Расчет работы турбодетандеро в	Бакалавр	17							[Hatched]								
Обсуждение полученных результатов	Бакалавр, руководитель	12							[Hatched]								
									[Grid]								
Оформление выводов	Бакалавр, руководитель	10							[Hatched]								
									[Grid]								
Оформление пояснительной записки	Бакалавр, руководитель	21							[Hatched]			[Hatched]					
									[Grid]			[Grid]					

 -научный руководитель
  -бакалавр

### 4.3 Бюджет проводимого исследования

#### 4.3.1 Основная заработная плата исполнителей

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату [14]:

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (4.8)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{осн}$ ).

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = T_p \cdot Z_{дн} \quad (4.9)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб. Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (4.10)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года. При отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 4.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководите ль	Студе нт
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	186	176

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot K_p = 26050 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 44024,5 \quad (4.11)$$

где  $Z_{тс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{тс}$ );

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 4.11 – Основная заработная плата

Исполнители	$Z_{тс}$ , тыс. руб.	$k_{пр}$	$k_p$	$Z_m$ , тыс. руб.	$Z_{дн}$ , тыс. руб.	Тр, раб. дн.	$Z_{осн}$ , тыс. руб.
Руководитель	26050	0,3	1,3	44024,5	1760,98	10	17609,8
Студент	12130	0	1,3	15769	630,76	56	35322,56
<b>Итого:</b>							52932,36

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для старшего преподавателя – 26050 руб., для студента – 12130 руб.

#### 4.3.2 Дополнительная заработная плата исполнителей

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле [14]:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (4.12)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Для студента  $Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 35322,56 = 5298,38$  руб

Для руководителя  $Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot 17609,8 = 2641,47$  руб

#### 4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений по внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы [14]:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (4.13)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). Отчисления во внебюджетные фонды составляют - 30,2% (в ТПУ).

Для студента  $Z_{\text{внеб}} = 0,302 \cdot (35322,56 + 5298,38) = 12267,52$  руб

Для руководителя  $Z_{\text{внеб}} = 0,302 \cdot (17609,8 + 2641,47) = 6115,88$  руб

#### 4.3.4 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект включает в себя сумму всех вышерассчитанных выплат. Таким образом, бюджет затрат НИИ равен:

$$\sum = 52932,36 + 5298,38 + 2641,47 + 12267,52 + 6115,88 = 79255,61 \text{руб}$$

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Д	Шаравину Илье Дмитриевичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Усовершенствование системы сбора и подготовки газа с применением турбодетандерных установок на примере Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: турбодетандерные установки.</p> <p>Область применения: система подготовки газа</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом</p> <p>ПТУСП 01-63 Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтедобывающей промышленности</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ вредных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению</p> <p>2.2. Анализ опасных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Воздействие токсических веществ;</li> <li>2. Повышенный уровень шума;</li> <li>3. Повышенный уровень вибрации</li> <li>4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>5. Загазованность</li> </ol> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Пожароопасность и взрывоопасность;</li> <li>2. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок и оборудования;</li> <li>3. Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования, материалов</li> </ol>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Селитебная зона: удаленность селитебной зоны от месторождения.</p> <p>Атмосфера: выброс и сжигание газа.</p> <p>Гидросфера: сброс пластовых вод.</p> <p>Литосфера: отсутствие твердых отходов.</p>

<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: взрывы, пожары, нарушение целостности трубопроводов и запорной арматуры. Наиболее типичная ЧС: взрывы.
--	---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Шаравин Илья Дмитриевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Целью работы является анализ эффективности подготовки газа на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении. Месторождение расположено на западе Томской области в 470 километрах к северо-западу от областного центра. Работа на данном месторождении ведётся предприятием ОАО «Томскгазпром», являющейся дочерней компанией ОАО «Востокгазпром». Повышение эффективности подготовки газа осуществляется посредством использования турбодетандерных агрегатов. Изначально на установке комплексной подготовки газа использовался вариант комбинирования процесса низкотемпературной сепарации с дроссель-эффектом. Однако позже использование ТДА показало лучшие экономические и качественные результаты в сравнении с процессом дросселирования. На данный момент эксплуатируются три агрегата, два из которых введены в модули подготовки газа в 2015 году, а третий – в 2017 году.

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

#### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Нижеизложенные требования по охране труда и безопасности на предприятии распространяются на установки комплексной подготовки газа методом низкотемпературной сепарации на газоконденсатных месторождениях в условиях вахтового метода.

При организации вахтового метода работодатель обязан предоставить работникам возможность проживания в вахтовых посёлках, где должны быть расположены все необходимые для обеспечения жизнедеятельности сооружения. Длительность вахты не должна превышать одного месяца за исключением особых случаев, когда работодатель может установить срок вахты до трёх месяцев. Учёт периода нахождения работника на вахте включает в себя рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Вместо суточных



работники получают надбавку за вахтовый метод работы за каждый календарный день пребывания на вахте.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате и предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

К обслуживанию установки подготовки газа допускаются физически пригодные лица, достигшие 18-летнего возраста. Перед началом обслуживания установки рабочим необходимо ознакомиться с инструктажом по технике безопасности и пожарной безопасности, а также по приемам оказания доврачебной помощи. После сдачи экзамена по проведённому инструктажу работник может вести самостоятельную работу [15].

### **5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Общая компоновка оборудования и аппаратуры должна удовлетворять требованиям действующих противопожарных технических условий строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности ПТУСП 01-63 [16].

При установке оборудования необходимо предусматривать:

- основные проходы в местах пребывания работающих, а также по фронту обслуживания щитов управления шириной не менее 2 м;
- основные проходы по фронту обслуживания машин и аппаратов, имеющих щит управления, местные контрольно-измерительные приборы при наличии рабочих мест, шириной не менее 1,5 м.

Рабочее место должно обеспечивать минимальную траекторию движения работника, а также удобную рабочую позу в положении сидя или стоя.

## **5.2 Профессиональная социальная безопасность**

При работе, включающей контроль технологического процесса подготовки газа и обслуживании технологического оборудования на установке, работник может подвергаться определенным вредным и опасным

факторам. Возможные вредные и опасные факторы, которым могут подвергнуться работники газовой сферы, представлены в таблице 5.1 [17].

Таблица 5.1 – Возможные вредные и опасные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ) [18]	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Воздействие токсического вещества на организм человека;		+	1. Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [19] 2. Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003-83 [20] 3. Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ [21] 4. Требования к освещению устанавливаются СНиП 23-05-95* [22] 5. Контроль за уровнем загазованности приведен в ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013 [23] 6. Контроль взрывоопасности приведен в ГОСТ 12.1.010-76 [24] 7. Требования к безопасной компоновке рабочего места устанавливаются ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [25] 8. Контроль за температурой касаемых поверхностей приведен в ГОСТ Р 51337-99 [26]
2. Превышение уровней шума;	+	+	
3. Превышенный уровень вибрации	+	+	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	
5. Загазованность.		+	
6. Пожароопасность и взрывоопасность;		+	
7. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок и оборудования;	+	+	
8. Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования, материалов	+	+	

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению

#### 1) Воздействие токсического вещества на организм человека

Отбор проб газожидкостной смеси при контроле за качеством выполнения технологического процесса подготовки газа играет важную роль. Производится отбор проб природного газа и газового конденсата. По характеру воздействия на организм данные вещества являются токсическими.

Природный углеводородный газ и конденсат газовый согласно классификации ГОСТ 12.1.007–76 относятся к вредным веществам 4–го класса

опасности. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – обязательные санитарные нормативы для использования при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования и вентиляции, а также для предупредительного и текущего санитарного надзора [19].

Перед началом работы отборщики проб должны привести в порядок свою спецодежду.

Отборщики проб при работе должны соблюдать меры безопасности:

- приступать к работе в соответствующей спецодежде и обуви без железных гвоздей и подков
- при отборе проб находиться с наветренной стороны с тем, чтобы пары продуктов ветром относило в сторону;
- во время отбора проб во избежание отравления выделяющимися парами и газами запрещается заглядывать в замерный люк или низко наклоняться к его горловине;
- при отборе проб необходимо пользоваться фильтрующими противогазами с коробками соответствующих марок.

К средствам индивидуальной защиты при взятии проб относятся: спецобувь, спецодежда, фильтрующий противогаз, перчатки, защитные очки.

## **2) Превышение уровней шума**

Основным источником шума на всех этапах обслуживания оборудования УКПГ являются компрессора на ДКС, запорная арматура, трубопроводы, нагнетатели, вентиляторы, скважины, продувочные свечи. Шум и инфразвук имеют постоянный характер и по спектру являются широкополосными.

Для данной рабочей зоны уровень звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц не должен превышать допустимых значений, приведенных в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Уровни звукового давления для данной рабочей зоны

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Рабочие места в цеховых помещениях, лабораториях	93	79	70	63	58	55	52	50	49

Измерение шума производится при помощи шумомеров. Коллективные способы защиты:

- Разработка шумобезопасной техники;
- Средства, снижающие шум в источнике возникновения;
- Средства, снижающие шум на пути его распространения от источника до защищаемого объекта.

К средствам индивидуальной защиты относятся противошумные вкладыши, шлем и наушники [27].

### 3) Превышенный уровень вибрации

Источник возникновения фактора – обслуживание промышленного оборудования в цехе подготовки газа. По своей природе данный фактор является физическим. Под вибрацией понимают возвратно–поступательное движение твердого тела. Данные о нормах уровня вибрации регламентируются представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X <sub>0</sub> , Y <sub>0</sub>							
	виброускорения				виброскорости			
	м×с <sup>-2</sup>		дБ		м×с <sup>-2</sup> ×10 <sup>-2</sup>		дБ	
	в 1/3–окт.	в 1/1–окт.	в 1/3–окт.	в 1/1–окт.	в 1/3–окт.	в 1/1–окт.	в 1/3–окт.	в 1/1–окт.
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		98		0,64		102	
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063	0,1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	
5,0	0,056		95		0,18		91	

Продолжение таблицы 5.3

6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	0,2	87	92
16,0	0,112		101		0,12		87	
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	0,2	87	92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0,80	111	118	0,12	0,2	87	92
63,0	0,445		113		0,12		87	
80,0	0,56		115		0,12		87	

Средства коллективной защиты: вынесение шумящих агрегатов и устройств от мест работы; уменьшение уровня вибрации в источнике возникновения [21].

Средства индивидуальной защиты: беруши, наушники, виброгасящие рукавицы.

#### **4) Недостаток освещенности производственных объектов**

Освещение производственных и вспомогательных объектов предусматривается согласно «Отраслевым нормам искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности». Рабочее освещение этого помещения осуществляется за счёт дневного света, проникающего в помещение через оконные проемы наружных стен, и источников искусственного (общего равномерного) и местного освещения.

При проведении работ в данной рабочей зоне необходимо поддерживать освещенность не ниже 50 лк, что соответствует разряду проводимых зрительных работ VIIIб.

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры

#### **5) Загазованность**

Источником возникновения загазованности рабочей среды является нарушение герметичности оборудования, а также регулярное взятие проб природного газа и газового конденсата.

Для природного газа нижний концентрационный предел составляет 4,4% объемной концентрации в воздухе.

Для технологического помещения модуля определены величины устанавливаемого предела: минимальная – 0 от значения нижнего концентрационного предела распространения (НКПР); максимальная – 50% от значения НКПР.

## **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов при работе на УКПГ и обоснование мероприятий по их устранению**

### **1) Взрывоопасность и пожароопасность**

При проведении технологического процесса на УКПГ производится осушка природного газа. Компоненты, входящие в состав природного газа, могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

Для предупреждения возникновения аварий, загазованности рабочей зоны, взрывов и пожаров на УКПГ предусмотрена герметизация технологического оборудования, поддержание состава и параметров среды вне области их воспламенения, а также сигнализация параметров технологического режима.

Сигнализаторы до взрывной концентрации устанавливаются в соответствии с требованиями РД БТ39–0147171–003–88. При достижении содержания горючих газов в помещении 15 % (НКПР) автоматически включаются аварийные вентиляторы. При загазованности помещений до 15 % предусматриваются звуковая и световая сигнализации. При загазованности помещений свыше 20% предусматривается остановка технологического процесса.

В целях снижения пожарной опасности на УКПГ предусмотрены следующие мероприятия:

- частичное размещение технологических объектов на открытых

площадках;

- отсеки и блоки, в которых установлено электрооборудование без специальной защиты, оборудованы системой приточной вентиляции, обеспечивающей избыточное давление воздуха;
- для контроля за наличием углеводородов в окружающем воздухе в технологических помещениях и на открытых площадках установлены анализаторы до взрывных концентраций с выдачей светового и звукового сигналов;
- технологическое оборудование, фланцевые соединения, клапанные сборки выполнены герметично.

В целях предупреждения пожаров, взрывов на УКПГ категорически запрещается применение открытого огня.

Технологический модуль подготовки газа оснащен первичными средствами пожаротушения: пожарный ящик с песком, пенные огнетушители.

## **2) Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности оборудования**

При обслуживании оборудования некоторые части могут иметь острые кромки, заусенцы и шероховатости, откуда возникает риск получения травм.

Элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями, представляющих опасность травмирования работающих, если их наличие не определяется функциональным назначением этих элементов. В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих.

Коллективные средства защиты: оградительные, защитные устройства, знаки безопасности.

Средства защиты индивидуальные: каска защитная, перчатки, сапоги, спецодежда, очки защитные.

## **3) Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования**

Для оценки нагревающего микроклимата в помещении (вне зависимости

от периода года) используется интегральный показатель - тепловая нагрузка среды (ТНС-индекс).

Специфика микроклиматических условий, воздействующих на рабочего на УКПГ, определяется тем, что значительная часть оборудования размещена на открытой территории с сезонными значениями, характерными для II климатической зоны, где микроклимат часто носит характер нагревающего или охлаждающего (в зависимости от сезона года) [28]. Однако, учитывая относительную кратковременность нахождения на открытой территории по маршрутам технологических обходов оборудования и обеспечение утепленной спецодеждой и спецобувью, а также наличие регламентированных перерывов, условия труда согласно табл. 2.4 классифицируются классом 3.1.

Таблица 5.4 – Классы условий труда по показателям ТНС-индекса (°С)

Категория работ	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный				Опасный (экстрем.)
		3.1	3.2	3.3	3.4	
Ia	26,4	26,6	27,4	28,6	31,0	> 31,0
Iб	25,8	26,1	26,9	27,9	30,3	> 30,3
IIa	25,1	25,5	26,2	27,3	29,9	> 29,9
IIб	23,9	24,2	25,0	26,4	29,1	> 29,1
III	21,8	22,0	23,4	25,7	27,9	> 27,9

При проведении работ постоянно приходится находиться в помещении с огромным количеством различного оборудования. Большая часть оборудования работает при очень высоких и минимально низких температурах. Отсюда появляется вероятность получения ожога и отморожения при контакте с горячим или холодным оборудованием.

Конструкция производственного оборудования должна исключать опасность, вызываемую контактом горячих частей и разбрызгиванием горячих обрабатываемых и (или) используемых при эксплуатации материалов и веществ. Если конструкция не может полностью обеспечить исключение такой опасности, то эксплуатационная документация должна содержать требования об использовании средств защиты, не входящих в конструкцию



(оградительные, защитные устройства, знаки безопасности).

Коллективные средства защиты:

- Оградительные устройства;
- Защитные устройства;
- Знаки безопасности.

Индивидуальные средства защиты:

- Спецодежда;
- Спецобувь;
- Защитная каска;
- Очки термостойкие;
- Термостойкие перчатки.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **Селитебная зона**

На территории месторождения нет селитебной зоны, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 данное месторождение относится к предприятию I класса (удаленность от населенных пунктов 1000 метров). Ближайшая селитебная зона располагается на расстоянии 50 км от месторождения – село Мыльджино, которое находится в Каргасокском районе Томской области. Добраться до поселка можно только при помощи вертолета. Из данного поселка производится доставка продуктов питания в вахтовый поселок для работников месторождения.

#### **Атмосфера**

В ходе технологической подготовки газа, возникают ситуации, когда необходимо попутный газ отводить на факел низкого давления.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. №1148, не менее 95% попутного газа должно использоваться рационально, лишь 5% возможно сжигать на факелах.

В качестве борьбы с загрязнением атмосферы в данной выпускной квалификационной работе предлагает внедрить в технологическую схему

БКС, на которую будет отводиться до 100% газа, ранее отводившегося на факел низкого давления. Поступающий газ на БКС будет с пользой использован в технологической схеме подготовки.

### **Гидросфера**

При подготовке газа поступающая продукция в технологический модуль подготовки газа содержит в своем составе большое количество воды, которая в ходе подготовки газа отделяется. Извлеченную на поверхность пластовую воду повторно используют для закачки в пласт, поэтому для предотвращения загрязнения гидросферы данную воду необходимо как можно лучше отделить от газа, механических примесей, солей и закачать ее снова в пласт через нагнетательные или специально пробуренные поглощающие скважины. Вода, предназначенная для закачки в пласт, после очистки должна соответствовать требованиям качества ОСТ 39–225–88. Сброс пластовых вод без тщательной их очистки в открытые водоемы и реки может привести к полному уничтожению флоры и фауны.

### **Литосфера**

На этапе технологической подготовки газа не происходит нанесение ущерба литосфере, а именно: отсутствуют твердые отходы и соответственно их сбор; в связи с отсутствием отходов нет необходимости в их захоронении.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении работ могут возникать чрезвычайные ситуации следующего характера: природного, биологического, социального, экологического или техногенного [29].

### **Природного**

Рассматриваемая рабочая зона представляет из себя обособленное здание, которое располагается на участке земли с вырубленными лесами. На работу технологического процесса природные чрезвычайные ситуации не влияют никаким образом (морозы, лесные пожары, ливни, снежные заносы).

### **Биологического**

На территории рабочей зоны при постоянном проведении работ

принимаю участие не больше двух человек, также в данном помещении не прорастают никакие растения. Чрезвычайные ситуации биологического характера в данной рабочей зоне исключены.

### **Социального**

На территорию месторождения существует доступ только непосредственно для работников данного месторождения при помощи вертолетной техники. Каждый прилетающий проходит тщательную проверку охраной. В данной рабочей зоне исключены чрезвычайные ситуации социального характера (терроризм).

### **Экологического**

На территории данного месторождения не проводятся никакие работы, которые могли бы резко повлиять на состояние гидросферы, биосферы, атмосферы и суши. Все работы выполняются согласно нормам. Чрезвычайные ситуации экологического характера исключены.

### **Техногенного**

Наиболее характерные аварии для модуля подготовки газа носят техногенный характер, прежде всего это взрывы, пожары.

Ежесменное с периодичностью в 2 часа, необходимо осуществлять обход УКПП, с регистрацией результатов осмотра в вахтовом журнале.

При обходе необходимо осматривать трубопроводы, наземные сооружения, запорную арматуру, фланцевые соединения. Особое внимание необходимо обращать на показания манометров – осуществлять контроль за давлением и герметичностью системы.

На резервуаре, для обеспечения его целостности, установлены дыхательный и предохранительный клапаны с огнепреградителями. На всех аппаратах, выходных коллекторах насосов предусмотрена установка манометров, обеспечивающих контроль за работой в системе, в т.ч. автоматический. На основных потоках УКПП установлены электроприводные задвижки, позволяющие отключать аварийные участки в короткий срок.

## **Вывод**

Работа в условиях вахтового метода на установке комплексной подготовки газа сопряжена со многими опасными и вредными производственными факторами. Соблюдение мер безопасности, соответствующая нормам труда организация рабочего места и проведение профилактических и контрольных мероприятий позволит минимизировать эти факторы. Важным шагом в обустройстве безопасного производства является предупреждение возможных аварий и сбоев в работе установки.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Важным этапом в процессе промышленного сбора и подготовки природного газа является удаление из него влаги и извлечение газового конденсата. Низкотемпературная сепарация позволяет выполнить эти задачи, однако эффективность данного метода будет зависеть от выбора оптимального оборудования. В процессе выпускной квалификационной работы было установлено, что применение турбодетандерных агрегатов позволяет достичь высоких результатов охлаждения газа, что и является показателем качества процесса низкотемпературной сепарации.

При равных начальных параметрах газа изоэнтروпийный процесс с использованием турбодетандерных агрегатов оказался эффективнее изоэнтальпийного процесса. При дросселировании значительная часть энергии при расширении переходит в теплоту, когда при применении турбодетандерных агрегатов КПД составляет около 80%.

Также литературный обзор показал, что для условий Мыльджинского месторождения наиболее оптимальным является использование турбодетандерных агрегатов со способом подключения «детандер – компрессор», так как данный способ в холодное время года обеспечивает температуру низкотемпературной сепарации, равную минус 50°C, против минус 35°C при подключении «компрессор – детандер».

При более низкой температуре газа пары воды в его составе будут эффективнее конденсироваться в капельную жидкость, а затем переходить в кристаллогидраты, которые будут эффективно отделяться от газового потока в сепараторах.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Техника и технологии сбора и подготовки нефти и газа: Учебник. / Земенков Ю.Д., Александров М.А., Маркова Л.М., Дудин С.М., Подорожников С.Ю., Никитина А.В./ — Тюмень: Издательство, 2015 — 160 с.
2. Линкин, А. С. Схемы сбора и подготовки газа / А. С. Линкин. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 18 (256). — С. 130-131.
3. ГОСТ 5542-87 – Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Введ. 01.01.88
4. Пушнов Б.В. Технико-экономический анализ способов подготовки углеводородного газа на месторождениях-сателлитах. Пушнов Б.В, Долганов И.М., Дукарт С.А. ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
5. СТО Газпром НТП 1.8—001—2004. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа. Взамен ВНТП 01—81 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающего предприятия и станции подземного хранения газа». Введ. 15.11.2004. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 170 с.
6. Кубанов А.Н. Применение турбохолодильной техники на УКПГ: компрессор-детандер или детандер-компрессор / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, А.В. Прокопов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 3. – С. 55–62.
7. Кубанов А.Н. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УКПГ-2В Бованенковского НГКМ / А.Н. Кубанов, М.А. Воронцов, Д.М. Федулов и др. // Вести газовой науки. – 2013. – №4. – С. 84 – 89.
8. Труды Томскгазпрома: научно-технический сборник. Вып. 1 / Томскгазпром. — Томск: STT, 1999. — 144 с.

9. Особенности строения продуктивных юрских отложений Мыльджинского газоконденсатнонефтяного месторождения: Отчет о НИР: Тема 2-38/96 / Томский политехнический университет.
10. Технологический регламент. Участок комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения, 525 с.
11. Технологический регламент по добыче, сбору и подготовке газа к транспорту на установке низкотемпературной сепарации Мыльджинского газоконденсатного месторождения. «ВНИПИгаздобыча» 2007г.
12. Технологический регламент по эксплуатации установки деэтанзации и стабилизации конденсата Мыльджинского газоконденсатного месторождения
13. Л. В. Шишмина, О. В. Носова Методические указания. Расчет процессов и аппаратов сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин.
14. Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврилова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) // Собрание законодательства РФ. - 07.01.2002. - № 47. - Ст. 297-302.
16. Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности (ПТУСП 01-63) Утв. 17/VIII 1963 г.
17. ОСТ 39 –022–85 Система стандартов безопасности труда нефтяной промышленности. Опасные и вредные производственные факторы на объектах нефтяной промышленности. Классификация
18. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ - Опасные и вредные факторы. Классификация.

- 19.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
- 20.ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности
- 21.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность
- 22.СНиП 23-05-95\* Естественное и искусственное освещение
- 23.ГОСТ IЕС 60079-29-2-2013 Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода
- 24.ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования
- 25.ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам
- 26.ГОСТ Р 51337-99. Безопасность машин. Температуры касаемых поверхностей. Эргономические данные для установления предельных величин горячих поверхностей
- 27.ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация
- 28.ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны 16
- 29.ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения