

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Кафедра – Геология и разработка нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оптимизация процесса подготовки газа с применением турбодетандерной установки на МММ нефтегазоконденсатном месторождении (Т область)

УДК 622.279.8:621.311(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Сморodin Александр Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е. Г.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А. А.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		

Томск – 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природный ресурсов
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ Чернова О.С.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Сморозин Александр Сергеевич

Тема работы:

Оптимизация процесса подготовки газа с применением турбодетандерной установки на МММ нефтегазоконденсатном месторождении (Т область)	
Утверждена приказом директора	3665/с от 26.05.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технической, технологической и нормативной информации по МММ нефтегазоконденсатного месторождению. Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.
---------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Характеристика месторождения 3. Геологическое строение месторождения 4. Описание технологической схемы установки подготовки газа 5. Оптимизация технологической схемы установки подготовки газа 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность 8. Заключение
<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района работ 2. Геологический разрез МММ месторождения 3. Литолого – стратиграфический разрез участка юрской системы Т области 4. Фрагмент из тектонической карты фундамента ЗСП 5. Условные обозначения фрагмента из тектонической карты фундамента ЗСП 6. Проектная схема размещения дополнительного фонда эксплуатационных и газодобывающих скважин на карте суммарных линейных запасов по горизонту Ю₁ МММ месторождения 7. Структурная карта и положение водоуглеродородных контактов пласта Ю₁³ МММ месторождения 8. Технологическая схема МПГ 9. Падение пластового давления МММ месторождения 10. Зависимость критических параметров от относительной плотности газа 11. Общий вид турбодетандера – компрессора 12. Пример технологической схемы НТС с ТДА со способом подключения «Д – К» 13. Пример технологической схемы НТС с ТДА со способом подключения «К – Д» 14. Оптимизированная технологическая схема МПГ
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p style="text-align: center;">Вазим А.А.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p style="text-align: center;">Грязнова Е.Н.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p style="text-align: center;">10.02.2017</p>
--	---

Задание выдал руководитель:

<p style="text-align: center;">Должность</p>	<p style="text-align: center;">ФИО</p>	<p style="text-align: center;">Ученая степень, звание</p>	<p style="text-align: center;">Подпись</p>	<p style="text-align: center;">Дата</p>
<p style="text-align: center;">Ст. преподаватель</p>	<p style="text-align: center;">Карпова Е.Г.</p>			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Смородин Александр Сергеевич		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

№	Результаты обучения
1	2
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>гуманитарных и естественных наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Кафедра – Геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2017
--	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.2017	Характеристика месторождения	10
10.03.2017	Геологическое строение месторождения	15
24.03.2017	Описание технологической схемы установки подготовки газа	20
07.04.2017	Оптимизация технологической схемы установки подготовки газа	20
19.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
30.05.2017	Социальная ответственность	10
10.06.2017	Оформление работы	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Карпова Е.Г.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	К. Г.-М. Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Сморозин Александр Сергеевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРHM
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Анализ эффективности внедрения компрессорной станции для использования низконапорного газа на УКПГ МММ месторождения
2. Норма и нормативы расходования ресурсов	Постановление от 8 ноября 2012 г. № 1148
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет экономии газа после внедрения блочной компрессорной станции
2. Расчет интегрального эффекта от проведения и внедрения результатов
3. Расчет показателя индекса эффективности
4. Расчет экономической эффективности внедрения блочной компрессорной станции

Перечень графического материала

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А. А.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Сморозин Александр Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Смородин Александр Сергеевич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является турбодетандер – компрессорный агрегат. Область применения: оптимизация технологической схемы подготовки газа.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико–химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно–технический документ); – предлагаемые средства защиты. <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты). 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отравление при отборе проб газа; – превышение уровней шума; – превышение уровня вибрации; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – психофизиологические перегрузки; – загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электробезопасность; – взрывоопасность; – пожароопасность; – расположение рабочего места на повышенной высоте от пола; – повышенная или пониженная температура поверхности оборудования; – Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности оборудования; – необходимые средства защиты от опасных факторов.
<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); 	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылкам на НТД по охране окружающей среды
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы в зданиях, транспорте;

<p>предупреждению ЧС;</p> <ul style="list-style-type: none"> – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<ul style="list-style-type: none"> – выбор наиболее типичной ЧС: – пожар; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно–геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно–бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Сморозин А.С.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 108 страниц, 14 рисунков, 24 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: природный газ, пластовое давление, подготовка газа, низкотемпературная сепарация, осушка, дросселирование, изоэнтальпийное расширение, эжектор, детандирование, изоэнтропийное расширение, турбодетандер компрессорный агрегат, охлаждение, товарный газ, точка росы.

Объектом исследования является технология подготовки газа по методу низкотемпературной сепарации.

Цель работы – предложить вариант оптимизации узла подготовки газа на истощающемся газоконденсатном месторождении для поддержания заданного технологического режима низкотемпературной сепарации.

В ходе работы проводился анализ факторов влияющих на качество подготовки газа путем низкотемпературной сепарации, сравнительный технологический расчет процессов дросселирования и детандирования.

В результате проделанной работы предложена оптимизированная технологическая схема низкотемпературной сепарации природного газа с использованием турбодетандера, выполнен расчет экономической эффективности проекта.

Область применения: установки подготовки газа на истощающихся нефтегазоконденсатных месторождениях

Экономическая эффективность работы: увеличение прибыли за счет продажи дополнительного сырья 62,4 млн. рублей ежегодно.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- УКПГ – установка комплексной подготовки газа;
- ТЭК - топливно – энергетический комплекс;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- НТС – низкотемпературная сепарация;
- ННГ – низконапорный газ;
- ГПЗ – газоперерабатывающий завод;
- ДКС – дожимная компрессорная станция;
- УДСК – установка деэтанзации и стабилизации конденсата;
- УКУГ – узел коммерческого учета газа;
- МПП – модуль подготовки газа;
- УВШ – узел входа шлейфов;
- РЖ – разделитель жидкости;
- ТДКА – турбодетандер компрессорный агрегат;
- СВГС – северо-васюганский газосепаратор;
- ВГ – выветриватель газа;
- ЭЖ – эжектор;
- Т – рекуперативный теплообменник «газ – газ»;
- С – сепаратор;
- ТР – рекуперативный теплообменник «конденсат – конденсат»;
- БКС – блочная компрессорная станция;
- СВГКМ – северо-васюганское газоконденсатное месторождение;
- КНГКМ – казанское нефтегазоконденсатное месторождение;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- НКПР – нижний концентрационный предел распространения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	15
1.1 Географическое расположение.....	15
1.2 История геолого – геофизической изученности	18
2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	21
2.1 Стратиграфия.....	21
2.2 Тектоника.....	27
2.3 Нефтегазоносность.....	31
2.4 Фракционный состав и физико – химические свойства пластовых флюидов	36
2.5 Запасы газа и конденсата.....	40
3 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УСТАНОВКИ	42
3.1 Характеристика исходного сырья и изготавливаемой продукции	42
3.2 Характеристика ингибитора гидратообразований и деэмульгатора	48
3.3 Существующие методы подготовки газа.....	50
3.4 Характеристика установки.....	58
3.5 Действующая технологическая схема модуля подготовки газа	60
4 ОПТИМИЗАЦИЯ УЗЛА ПОДГОТОВКИ ГАЗА	65
4.1 Необходимость модернизации узла	65
4.2 Технологический расчет процесса дросселирования и детандирования.....	68
4.3 Технология применения турбодетандерного агрегата.....	72
4.4 Оптимизированная технологическая схема модуля подготовки газа	79
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	80
5.1 Внедрение блочной компрессорной станции.....	80
5.2 Расчет экономической эффективности внедрения блочной компрессорной станции.....	81
5.3 Оценка экономической эффективности внедрения блочной компрессорной станции.....	83
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	85

6.1. Производственная безопасность	86
6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	86
6.1.2. Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	92
6.2 Экологическая безопасность.....	96
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	102
6.4.1. Специальные	102
6.4.2. Организационные	103
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	107

ВВЕДЕНИЕ

Топливо–энергетический комплекс (ТЭК) является ключевой отраслью, как для экономики всего мира, так и для экономики России. Для нашей страны ТЭК имеет более важное значение, особенно на текущем этапе развития нефтегазовой промышленности. ТЭК включает в себя совокупность разнообразных направлений, связанных с топливо–энергетическими ресурсами, и газовая составляющая здесь играет важную роль.

На территории России сосредоточены более 30% мировых запасов газа. Газодобывающая отрасль в России ежегодно развивается. К 2025 году запланировано увеличение объемов добываемого газа в 2 раза, наибольший вклад в добычу природного газа вносят районы Крайнего Севера и районы приравненные к ним.

Важной задачей в условиях Крайнего Севера после добычи природного газа является его подготовка. На рассматриваемом МММ газоконденсатном месторождении подготовка газа осуществляется на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) путем низкотемпературной сепарации. Процесс подготовки газа необходим для обеспечения заданной температуры точки росы газа по влаге и по углеводородам, а также для удаления различных примесей, затем для дальнейшей отправки газа потребителю через магистральный газопровод. Также для районов Крайнего Севера при сборе и подготовке газа важной задачей является предупреждение гидратообразования. На данном месторождении в качестве ингибитора гидратообразования используется метанол.

Цель данной работы: предложить вариант оптимизации узла подготовки газа на истощающемся газоконденсатном месторождении для поддержания заданного технологического режима низкотемпературной сепарации.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Географическое расположение

МММ нефтегазоконденсатное месторождение территориально расположено в Каргасокском районе Т области, вблизи поселка МММ и в 470 километрах к северо – западу от областного центра (рисунок 1.1).

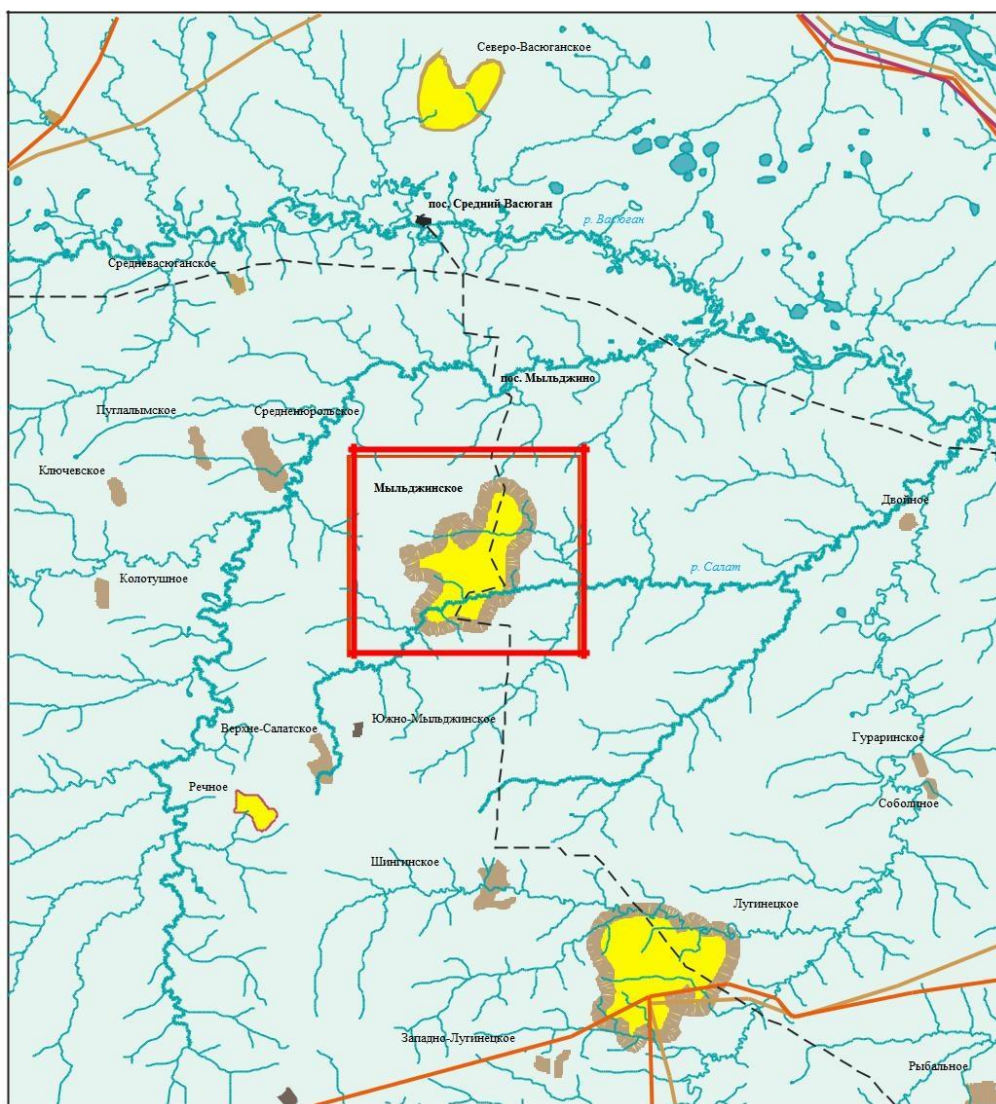


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Условные обозначения

	Газ		нефтепроводы
	Нефть		зимние дороги
			газопроводы

С точки зрения рельефа, на территории района преобладает заболоченная равнина, с развитой речной сетью. Значения абсолютных отметок поверхности изменяются от плюс 72 м до плюс 117 м в пойменных частях рек и на водоразделах соответственно. На основной части территории водоразделов прорастают леса. Чаще встречаются хвойные породы деревьев (пихта, ель, кедр, сосна), изредка берёза и осина.

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

Лето короткое, средняя температура воздуха плюс 20 °С, максимальная температура плюс 35 °С. Самые теплые периоды лета – конец июля и начало августа. 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.

Район работ населен слабо. Ближайший населенный пункт – поселок МММ. 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 водообильностью, хорошими коллекторскими свойствами и обладает значительными запасами.

Для целей поддержания пластового давления (ППД) водоснабжение осуществляется из сеноманских горизонтов. Для технических нужд буровых используется вода из скважин – колодцев глубиной до 30 м и из поверхностных источников (озер, рек). Техническая вода используется для приготовления глинистых растворов, промывки скважин, очистки оборудования, а в зимнее время для системы отопления [1].

1.2 История геолого – геофизической изученности

Первый этап проведения геологических исследований регионального характера на данной территории начался в 1947г. Гравиметрическая съемка (М 1:200 000), геологическая и аэромагнитная (М 1:1000000) съемки были выполнены в течение 1947 – 1964гг. Результатом этих работ было выявление Средне – Васюганского мегавала – положительной структуры первого порядка.

В 1958 – 1959гг. начали проводить площадные сейсморазведочные работы методом отраженных волн (МОВ). В ходе выполнения работ, была получена информация о строении центральной части Средне – Васюганского мегавала, а также выявлен ряд локальных поднятий II порядка: Северо – Васюганское, Рагозинское, Красноярское.

Несколько позднее (1961–1962гг.) была выявлена МММ структура, которая приурочена к юго – восточной части Средне – Васюганского мегавала, после чего подготовлена для дальнейшего глубокого бурения сейсморазведочными работами. Результатом проделанной работы было построение структурной карты подошвы баженовской свиты (отражающий горизонт «Па»).

Дополнительные работы по уточнению геологического строения южной части Средне – Васюганского мегавала были выполнены в 1964 – 1965гг. Полученный новый и за предыдущие годы материал был использован для дальнейшей интерпретации, целью которой было построение новой структурной карты подошвы баженовской свиты. Данный вариант структурной карты стал окончательным для проектирования и размещения поисково – разведочных скважин. В 1964 году из скважины 1, пробуренной в сводовой части МММ поднятия был получен фонтан газа. Это привело к началу детального исследования геологического строения этого месторождения [1].

В 1966 – 1967гг. проводилась детализация Мыгинской 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 МММ 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 МММ структуры и уточнение ее структурных планов. Благодаря этим работам была произведена детализация восточного борта МММ 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 МММ 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» [1].

Результат выполнения этих работ позволил проследить по сейсмическим данным основные отражающие горизонты: Φ_2 , Ia, Ib, Pa, Ш, Va, также построить структурные карты по продуктивным пластам: B₁, B₁₀, B₂₀, Ю₁³⁻⁴, Ю₂. Была произведена структурная интерпретация данных, целью которой являлось выделение тектонических нарушений достигших уровня отражающих горизонтов Pa, Ib, Ia, Φ_2 . 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 МММ месторождения, которая необходима для подсчета запасов. По данным первой группы был получен прогноз газонасыщенных толщин продуктивного пласта B₁₀. Данные второй группы позволили произвести оценку перспектив НГГЗК, построить карты эффективных толщин основного юрского продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴.

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Стратиграфия

В геологическом разрезе МММ месторождения принимают участие палеозойские и мезозой – кайнозойские отложения. Палеозойские отложения являются фундаментом, а мезозой – кайнозойские осадочным чехлом. Мощность чехла достигает 2700 м. [2]

Юрские, палеогеновые, неогеновые, меловые и четвертичные отложения входят в состав комплекса осадочных образований. Все эти отложения залегают несогласно на размытой поверхности фундамента, который сложен дислоцированными частично мезозойскими, палеозойскими и докембрийскими образованиями.

Промышленная нефтегазоность связана с отложениями васюганской свиты верхней юры и куломзинской свиты нижнего мела. Основными продуктивными пластами являются пласт Ю₁ и Б₁₀, кроме того газоконденсатные залежи наблюдаются в пласте Б₁₉ (рисунок 2.1).

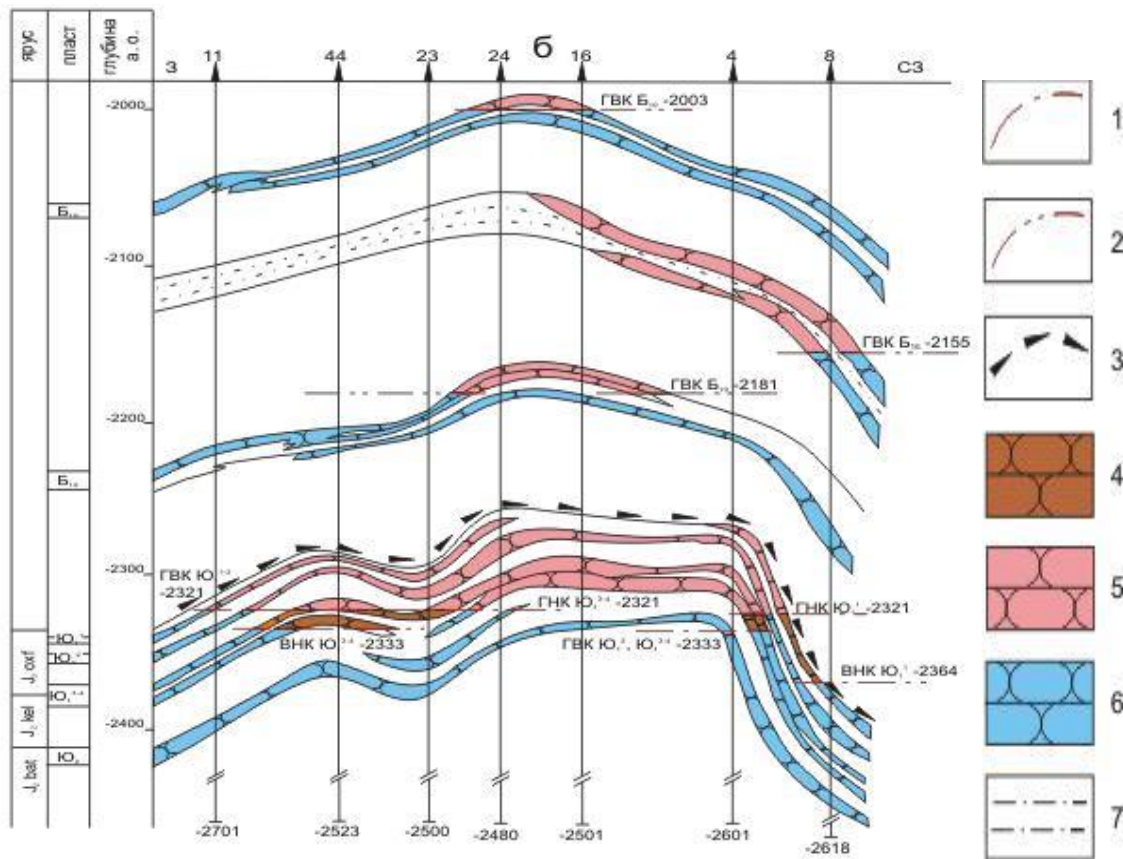


Рисунок 2.1 – Геологический разрез МММ месторождения

Условные обозначения:

1 – водонефтяной и газонефтяной контакты пластов Ю₁¹, Ю₁³⁻⁴, 2 – газоводяной контакт пласта Ю₁¹, 3 – подошва баженовской свиты, 4 – песчаник нефтенасыщенный, 5 – песчаник газонасыщенный, 6 – песчаник водонсыщенный, 7 – алевролиты – глинистые породы

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.

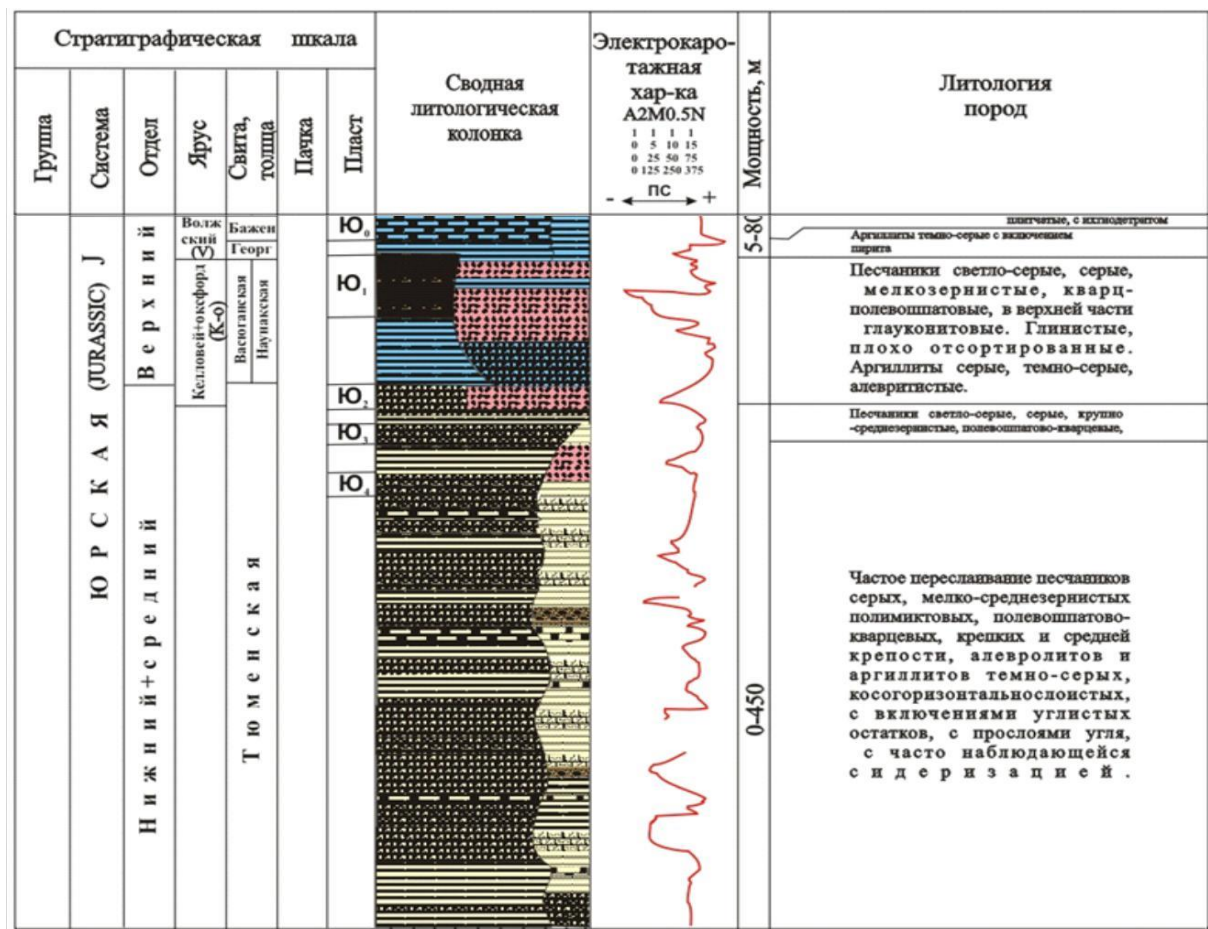
Юрская система в соответствии с региональной стратиграфической шкалой представлена средним и верхним отделами, которые объединяют васюганскую (наунакскую), георгиевскую, тюменскую и баженовскую свиты. Средний отдел юрской системы представлен тюменской свитой.

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 Ю₁, нижневасюганскую подсвиту и горизонт Ю₂. В свой состав включает прибрежно – морские осадки и мелководно – морские келовей – оксвордовского возраста.

В основании горизонта Ю₂ угленосная пачка У₂, которая характеризует трансгрессивный этап расширения морского бассейна в келлоеве. Угленосная пачка У₂ является хорошим репером горизонта в пределах месторождения.

По составу пласт неоднороден. Он может быть представлен двумя обособленными песчаными пропластками ($Ю_2^1$ и $Ю_2^2$) или одним из них (рисунок 2.2).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рисунок 2.2 –Литолого – стратиграфический разрез участка юрской системы Т области

Нижневасюганская подсвита, характеризующая кульминационный этап келловей трансгрессии, является межрезервуарной покрывкой, разделяющей пласты $Ю_2^{1-2}$ и горизонт $Ю_1$. 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 $У_1^3$, отражающего смену прибрежно – морского режима осадконакопления на континентальный.

По своей композиции подугольная толща неоднородна и в ее составе можно выделить продуктивные пласты: $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$. В большинстве скважин границей раздела для этих резервуаров служит либо алевролито – 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 $Ю_1^1$) 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 [2].

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_{16–20}, Б₁₀, Б₈. Резервуары Б_{16–20} (ачимовская пачка), выделяемые в подошвенной части аргиллитовой толщи, формировались в условиях крутопадающего шельфового склона, образуя выдержанный клиноформный песчаный комплекс.

Пласт Б₁₀ приурочен к верхней части куломзинской свиты. Литологически представлен светлосерыми с зеленоватым оттенком песчаниками и алевролитами мелко – среднезернистыми, преимущественно полешпатовыми.

Пласт Б₈ залегающий стратиграфически выше резервуара Б₁₀ 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 – олигоценового 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 [2].

2.2 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 консидемтационные 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 [2].

Согласно «Фрагменту из тектонической карты фундамента Западно – Сибирской плиты (ЗСП)», 1981 (Сурков В.С.) МММ вал по отложениям осадочного чехла находится на востоке Средневасюганского мегавала на

границе с Усть – Тымской впадиной. Значительную роль в формировании тектонического облика участка работ играют дизъюнктивные нарушения. МММ вал изображен на рисунке 2.3, условные обозначения к данному фрагменту изображены на рисунке 2.4.

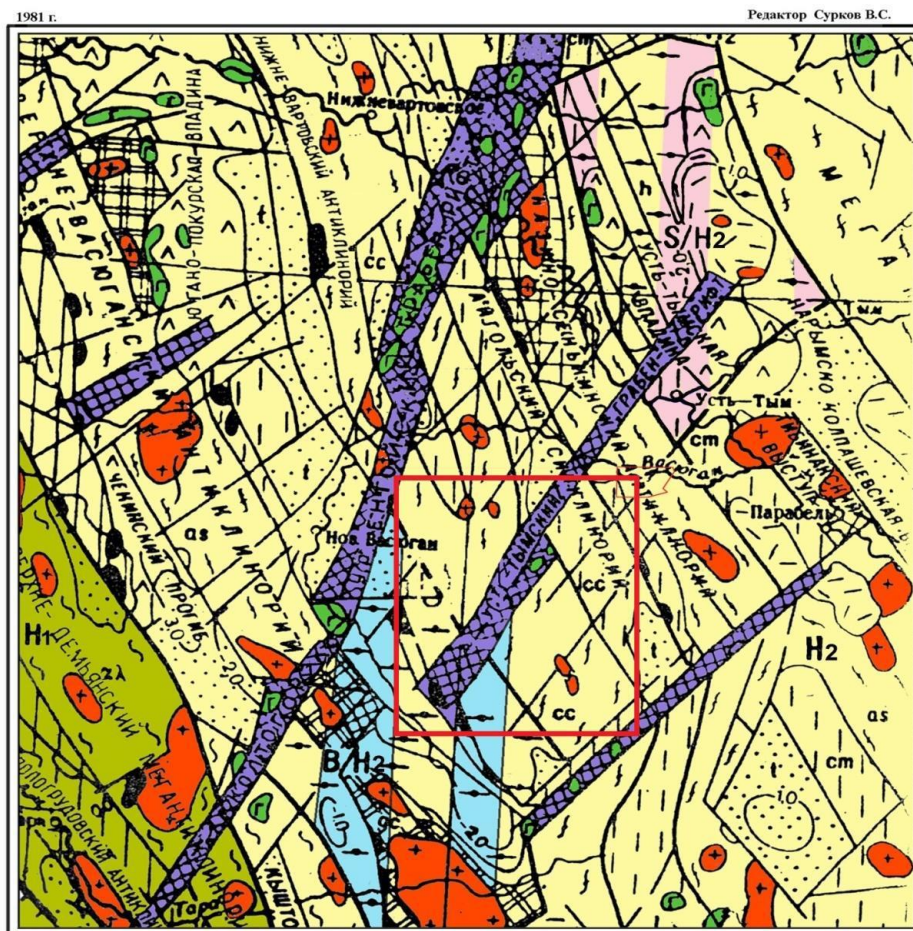


Рисунок 2.3 – Фрагмент из тектонической карты фундамента ЗСП

Условные обозначения:

<p style="text-align: center;">ВОЗРАСТ СТАБИЛИЗАЦИИ</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;">H₁</td> <td>Области раннегерцинской складчатости</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">H₂</td> <td>Области позднегерцинской складчатости</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">B/H₂</td> <td>Области байкальской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">S/H₂</td> <td>Области салаирской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">СТРУКТУРЫ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;"></td> <td>Ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Основания межгорных прогибов</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Антиклинорные зоны унаследованного этапа развития (полициклические)</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Антиклинорные зоны инверсионного этапа развития (мооциклические)</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Синклинорные зоны унаследованного типа развития</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">СТРУКТУРЫ ДЕЙТЕРООРОГЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;"></td> <td>Унаследованно-наложенные впадины и прогибы</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Наложённые впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Выступы-горсты докарельских и карельских складчатых комплексов</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Выступы-горсты байкальских складчатых комплексов</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Выступы-горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">ФОРМАЦИИ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫЕ</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">gc Кремнисто-сланцевая</td> <td style="width: 50%;">as Аспидная</td> </tr> <tr> <td>cm Глинисто-сланцевая</td> <td>al Андезит-липаритовая</td> </tr> <tr> <td>cc Карбонатно-глинисто-сланцевая</td> <td>ax Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная</td> </tr> </table>	H₁	Области раннегерцинской складчатости	H₂	Области позднегерцинской складчатости	B/H₂	Области байкальской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом	S/H₂	Области салаирской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом		Ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами		Ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами		Основания межгорных прогибов		Антиклинорные зоны унаследованного этапа развития (полициклические)		Антиклинорные зоны инверсионного этапа развития (мооциклические)		Синклинорные зоны унаследованного типа развития		Унаследованно-наложенные впадины и прогибы		Наложённые впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов		Раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости		Выступы-горсты докарельских и карельских складчатых комплексов		Выступы-горсты байкальских складчатых комплексов		Выступы-горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов	gc Кремнисто-сланцевая	as Аспидная	cm Глинисто-сланцевая	al Андезит-липаритовая	cc Карбонатно-глинисто-сланцевая	ax Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная	<p style="text-align: center;">СТРУКТУРЫ ПРОТООРОГЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;"></td> <td>Краевые прогибы (а-внутренняя зона, б- внешняя зона)</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Межгорные прогибы и внутренние впадины</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Краевые поднятия</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">ИНТРУЗИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;"></td> <td>Гранитоиды</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Базальты</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Ультрабазальты</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">РАЗЛОМЫ</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;"></td> <td>Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром- не выходящие на поверхность фундамента)</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Разломы, разграничивающие структурно-фациальные зоны</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Раннекайнозойские грабен-рифты</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Прочие разломы</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">ПРОЧИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20%; text-align: center;"></td> <td>Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Границы структурно-фациальных зон</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"></td> <td>Покровы эффузивов разного состава</td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">ФОРМАЦИИ ПРОТООРОГЕННЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">tc Терригенно-карбонатная</td> <td style="width: 50%;">t Терригенная</td> </tr> <tr> <td>h Угленосная</td> <td></td> </tr> </table>		Краевые прогибы (а-внутренняя зона, б- внешняя зона)		Межгорные прогибы и внутренние впадины		Краевые поднятия		Гранитоиды		Базальты		Ультрабазальты		Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром- не выходящие на поверхность фундамента)		Разломы, разграничивающие структурно-фациальные зоны		Раннекайнозойские грабен-рифты		Прочие разломы		Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км		Границы структурно-фациальных зон		Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости		Покровы эффузивов разного состава	tc Терригенно-карбонатная	t Терригенная	h Угленосная	
H₁	Области раннегерцинской складчатости																																																																						
H₂	Области позднегерцинской складчатости																																																																						
B/H₂	Области байкальской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом																																																																						
S/H₂	Области салаирской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом																																																																						
	Ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами																																																																						
	Ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами																																																																						
	Основания межгорных прогибов																																																																						
	Антиклинорные зоны унаследованного этапа развития (полициклические)																																																																						
	Антиклинорные зоны инверсионного этапа развития (мооциклические)																																																																						
	Синклинорные зоны унаследованного типа развития																																																																						
	Унаследованно-наложенные впадины и прогибы																																																																						
	Наложённые впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов																																																																						
	Раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости																																																																						
	Выступы-горсты докарельских и карельских складчатых комплексов																																																																						
	Выступы-горсты байкальских складчатых комплексов																																																																						
	Выступы-горсты салаирских и каледонских складчатых комплексов																																																																						
gc Кремнисто-сланцевая	as Аспидная																																																																						
cm Глинисто-сланцевая	al Андезит-липаритовая																																																																						
cc Карбонатно-глинисто-сланцевая	ax Спилито-керафировая кремнисто-вулканогенная																																																																						
	Краевые прогибы (а-внутренняя зона, б- внешняя зона)																																																																						
	Межгорные прогибы и внутренние впадины																																																																						
	Краевые поднятия																																																																						
	Гранитоиды																																																																						
	Базальты																																																																						
	Ультрабазальты																																																																						
	Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром- не выходящие на поверхность фундамента)																																																																						
	Разломы, разграничивающие структурно-фациальные зоны																																																																						
	Раннекайнозойские грабен-рифты																																																																						
	Прочие разломы																																																																						
	Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км																																																																						
	Границы структурно-фациальных зон																																																																						
	Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости																																																																						
	Покровы эффузивов разного состава																																																																						
tc Терригенно-карбонатная	t Терригенная																																																																						
h Угленосная																																																																							

Рисунок 2.4 – 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].

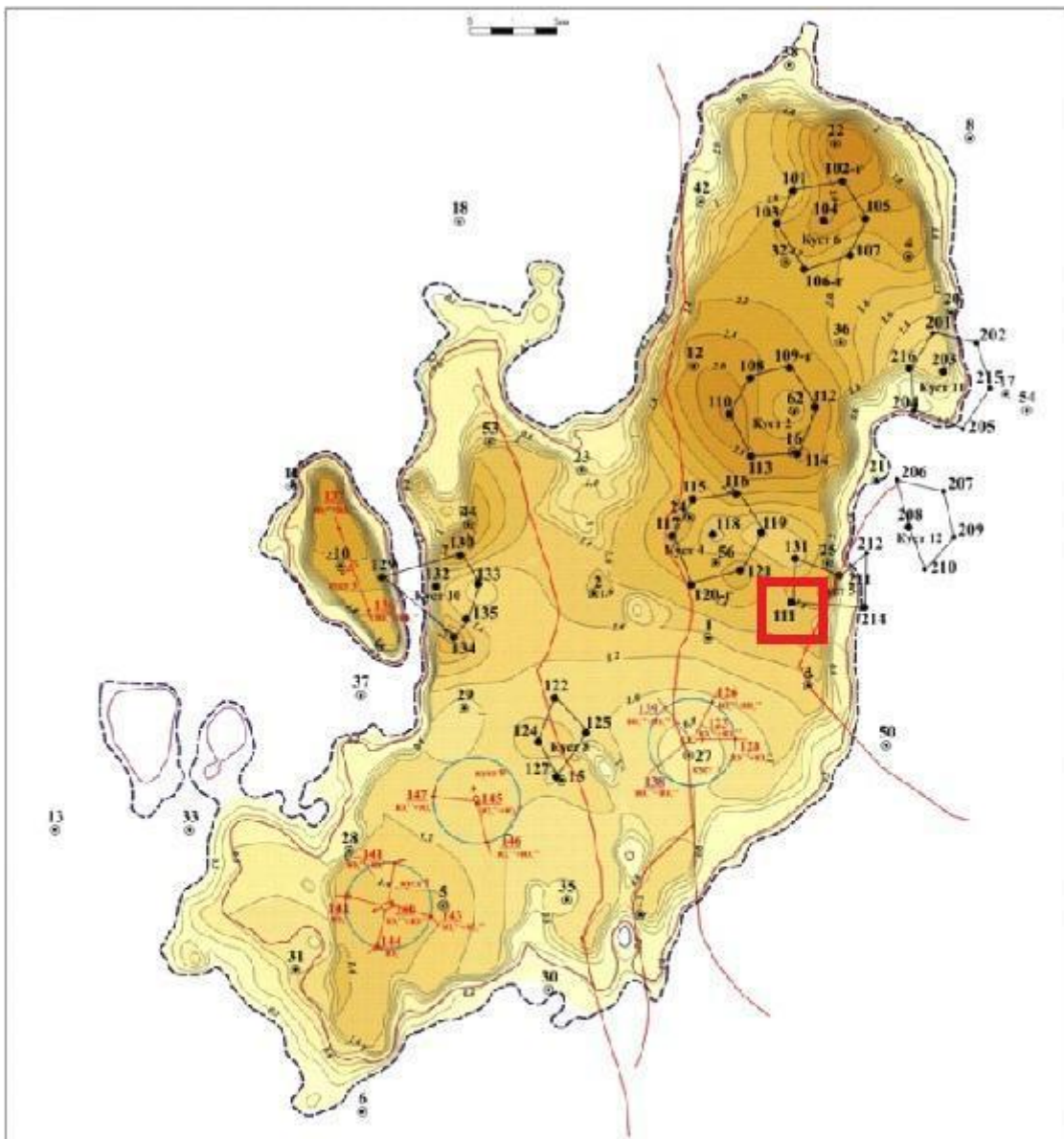
2.3 Нефтегазоносность

МММ 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 Ю₇ в скважина 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: Б₁₆₋₂₀, Б₁₀, Б₈ (куломзинская свита), Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴, Ю₂ (васюганская свита).

Схема размещения разведочных и газодобывающих скважин, а также запроектируемых скважин на МММ месторождении приведены на рисунке 2.5.



Условные обозначения:


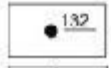
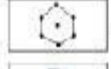




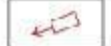
- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none">  - поисково-разведочная скважина
пробурения, номер;  - эксплуатационная скважина
пробурения, номер;  - куст пробуренных эксплуатационных
скважин на объектах Ю и Б_д;  - куст проектных эксплуатационных
скважин на горизонте Ю₁; | <ul style="list-style-type: none">  - линии равных линейных запасов
горизонта Ю₁;  - линия тектонического нарушения;  - оригинальная вывер скважины
проектный горизонт  - направление движения ставка |
|---|--|

Рисунок 2.5 – Проектная схема размещения дополнительного фонда эксплуатационных и газодобывающих скважин на карте суммарных линейных запасов по горизонту Ю₁ МММ месторождения.

Согласно существовавшим представлениям, нерасчлененный песчаный горизонт Ю₁ (рисунок 2.6), включающий пласты Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴ и песчаный пласт Ю₃ образуют газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой, выделяемой в северозападной части месторождения. Положение плоскости ГВК условно принято на абсолютной отметке 2321м. Положение ВНК условно проводится на отметке 2333м.

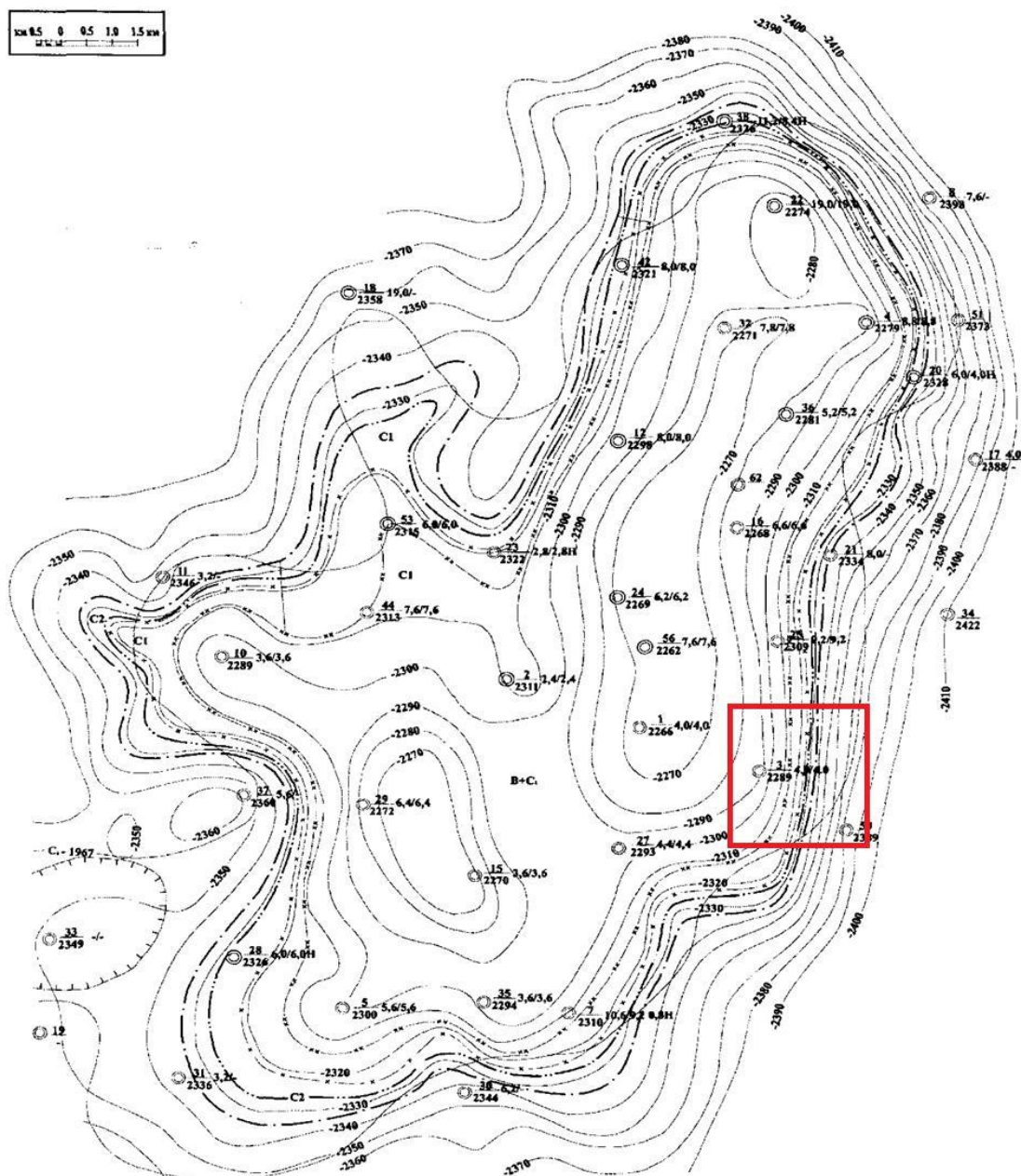


Рисунок 2.6 – Структурная карта и положение водоуглеводородных контактов пласта Ю₁³ МММ месторождения

По результатам испытания пласта Ю₁¹ скважины 8, 17, 51 на северо – восточном склоне МММ поднятия выделяется литологически экранированная залежь нефти, за счет глинизации песчаников Ю₁¹ 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 [2].

Пласт Б_{16–20} 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.м³сут. В газе отмечается конденсат [2].

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_{16–20} имеет низкие коллекторские свойства. Большинство образцов оказалось непроницаемыми, что связано с высокой карбонатностью пород. Залежь газа в пласте является литологической. Этаж газоносности – 40м.

Пласт Б₁₀ приурочен к средней части разреза куломзинской свиты валанжина. Залегаёт на 108 м гипсометрически выше пласта Б_{16–20}. Фациально неустойчив и прослеживается лишь в северной и северо–восточной частях МММ площади [2].

Продуктивность пласта подтверждается результатами испытания 6 скважин, из которых фонтан газа с дебитами от 110,8 до 366,5 тыс. м³/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 Б₁₀ в скважина 17 по отметке – 2154,5 м [2].

Пласт Б₈ приурочен к верхней части отложений куломзинской свиты валанжина. Залегают гипсометрически выше пласта Б₁₀ 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. м³/сут [2].

Общая мощность пласта равна 13,2 – 47,6 м., эффективная – 2,4 – 21,6 м., газонасыщенная – 2 – 6,8м. Залежь пласта Б₈ является пластовой. Этаж газоносности 23м.

2.4 Фракционный состав и физико – химические свойства пластовых флюидов

На МММ месторождении промысловые исследования на конденсатность проводились по пласту Б₁₀ и горизонту Ю₁². 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 200мм и рабочим давлением 16 МПа [3].

Конденсатно – газовый фактор по пласту Б₁₀ при трех различных дебитах (55, 146 и 700 тыс. м³/сут) принимал значения 327, 130 и 95 см³/м³, 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 Ю₁² и Б₁₀ проводились лабораторные исследования. Результаты исследований представлены в таблицах 2.1, 2.2, 2.3.

Таблица 2.1 – Компонентный состав газа и конденсата горизонта Ю₁²

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 ₁	88,53	885,3	70,24	5,85	0	0	28,01	5,85	87,26	891,19
C ₂	3,06	30,6	9,9	0,83	0	0	3,91	0,83	3,08	31,47
C ₃	2,12	21,2	10,27	0,88	1,8	0,24	5,11	1,11	2,18	22,3
изо–C ₄	0,59	5,9	2,79	0,24	2,6	0,35	2,66	0,59	0,64	6,51
н–C ₄	0,67	6,7	2,48	0,21	5,58	0,75	4,35	0,96	0,75	7,65
изо–C ₅	0,25	2,5	1,29	0,11	5,88	0,8	4,07	0,91	0,33	3,4
н–C ₅	0,2	2	0,63	0,05	7,1	0,95	4,55	1	0,3	3,02
C ₆	0,2	2	0,28	0,02	18,42	2,43	11,26	2,46	0,44	4,49
C ₇₊	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
СО ₂	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 Б₁₀

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 ₁	87,7	877	61,49	6,57	0	0	28,14	6,57	86,29	883,54
C ₂	3,67	36,7	10,64	1,19	0	0	4,86	1,19	3,7	37,93
C ₃	2,57	25,7	14,23	1,63	1,97	0,24	7,56	1,88	2,69	27,56
изо-C ₄	0,67	6,7	4,53	0,53	3,29	0,43	3,85	0,95	0,75	7,64
н-C ₄	0,78	6,7	4,15	0,48	6,91	0,91	5,64	1,39	0,9	9,22
изо-C ₅	0,29	2,9	2,36	0,27	6,92	0,93	4,84	1,2	0,4	4,07
н-C ₅	0,23	2,3	1,24	0,14	8,03	1,07	4,92	1,21	0,34	3,51
C ₆	0,24	2,4	0,48	0,05	19,35	2,55	10,73	2,61	0,49	5,01
C ₇₊	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 ₂	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 ₁₋₂	Б ₁₀
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 ³	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 Ю₁₋₂ составлял от 78 до 133 см³/м³. С изменением плотности от 0,691 до 0,762 г/см³. Основываясь на результатах промысловых исследований, при подсчете запасов, потенциальное содержание конденсата было принято за 82,7 г/м³. 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/м³ [3].

Результаты промысловых исследований по пласту Б₁₀ дали среднее значение потенциального содержания конденсата 133,6 г/м³, но как говорилось ранее, разброс между крайними значениями слишком велик. Поэтому, утвержденной величиной содержания конденсата, было принято значение 120 г/м³.

Проводя анализ полученных данных, можно сделать следующие выводы:

1. Смесь газа и конденсата горизонта Ю₁₋₂ является однофазной;

2. Наибольшие потери сырого конденсата происходят при значении пластового давления 8 – 9 МПа;
3. При промышленной обработке стабильного конденсата, давление максимальной конденсации составляет 4,5 – 5 МПа, а для насыщенного – 8 – 9 МПа.

2.5 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 Б₈, Б₁₀ и Б₁₆₋₂₀) и по юрским (горизонты Ю₁ и Ю₂). В результате подсчета утвержденные начальные запасы газа и конденсата категории В+С₁ составили 91567 млн. м³ и 9543/6946 тыс. т., а по категории С₂ в размере 7596 млн. м³ 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 Ю₁ и Ю₂. Запасы нефти категории С₁ учтены в количестве 10960/3170 тыс. т [3].

В 1995 – 1996 гг. состоялось проведение детальной корреляции разреза верхнеюрских отложений институтом ТомскНИПИнефть, целью которого являлось выделение пластов в горизонте Ю₁ и Ю₂. В результате чего, в объеме первого юрского горизонта были выделены пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, а в объеме второго Ю₂¹, Ю₂² соответственно.

После выделения пластов Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴ и Ю₂¹, Ю₂² стало возможным проводить определение запасов газа и конденсата дифференцированно, используя зависимости, построенные по керновым данным для горизонта Ю₁₋₂. Определяя при этом пористость и газонасыщенность взвешиванием по толщине.

При проведении повторного пересчета количество уточненных геологических запасов категории В+С₁ составило 82631 млн. м³ и 8613 тыс. т, а категории С₂ – 7940 млн. м³ и 861 тыс. т. Что в свою очередь отличалось от начально подсчитанных запасов, по категории В+С₁ уменьшение запасов газа и конденсата произошло на 8936 млн. м³ и 930 тыс. т. соответственно, изменение составило почти 10% от начального. Запасы категории С₂ 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+С₁ в категорию С₂ [3].

Большая часть запасов газа по категории В+С₁ приурочена к горизонту Ю₁ и численно составляет 65702 млн. м³ или 79,5 % от общих запасов. За горизонтом Ю₁ по количеству запасов газа следуют пласты Б₁₀, Ю₂¹–Ю₂¹, Б_{16–20} и Б₈ с численным значением запасов соответственно 10206, 4917, 1070 и 736 млн м³.

По категории С₂ ровно половина от общих геологических запасов приходится на пласты Ю₂¹ и Ю₂² – 3970 млн. м³. Остальная часть запасов распределена между пластами Б₁₀ и Б₈ и численно составляет 2861 млн. м³ и 1109 млн. м³ 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 ³		Уточненные геологические запасы стабильного конденсата, тыс. т	
	В + С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂
Ю ₂ ¹ –Ю ₂ ²	4917	3970	540	200
Ю ₁	65702	—	6669	—
Б _{16–20}	1070	—	109	—
Б ₁₀	10206	2861	1220	648
Б ₈	736	1109	75	113
Итого по м/ю	82631	7940	8613	861

3 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УСТАНОВКИ

3.1 Характеристика исходного сырья и изготавливаемой продукции

Исходным сырьем, проходящим подготовку на УКПГ, является – пластовый газ МНГKM, пластовый газ СВГKM, попутный нефтяной газ СОНГKM, попутный нефтяной газ КНГM. Молекулярная масса газа составляет – 21, 52 г/моль [3].

Пластовый газ – смесь углеводородных компонентов метанового ряда (алканов $C_1 - C_{30}$) с малым содержанием таких компонентов как, углекислый газ (CO_2) и азот (N_2), с отсутствием соединения серы.

Попутный нефтяной газ – смесь углеводородных компонентов метанового ряда (алканов $C_1 - C_{12}$) с малым содержанием таких компонентов как, углекислый газ (CO_2) и азот (N_2), с отсутствием соединения серы.

Газ является 100% насыщенным влагой.

На УКПГ производится подготовка следующих видов продукции:

1. Сухой отбензиненный и осушенный от влаги и тяжелых углеводородов газ, очищенный от механических примесей.
2. Смесь пропана и бутана техническая (СПБТ)
3. Стабильный газовый конденсат

Компонентные составы исходного сырья МММ нефтегазоконденсатного месторождения пластов Ю₁ и Б₁₀ представлены ранее в таблицах 2.1 и 2.2. Состав пластового газа Северо – Васюганского нефтегазоконденсатного месторождения (СВГKM), попутного нефтяного газа Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГKM), Северо – Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (СОНГKM) представлены в таблицах 3.1,3.2,3.3 соответственно.

Таблица 3.1 – Состав пластового газа СВГКМ

Компоненты	Газ сепарации		Газ дегазации		Стабильный конденсат		Состав сырого конденсата		Состав пластового газа	
	моль (%)	г/моль	моль (%)	г/моль	моль (%)	г/моль	моль (%)	г/моль	моль (%)	г/моль
C1	84,04	840,38	41,76	7,37	0,04	0,01	18,4	7,38	81,56	847,75
C2	4,96	49,58	14,71	2,56	0,03	0,01	6,45	2,57	5,02	52,14
C3	3,65	36,5	24,01	4,2	0,59	0,13	10,85	4,34	3,93	40,84
изо-C4	1,05	10,53	7,75	1,36	1,72	0,38	4,37	1,74	1,18	12,26
н-C4	1,12	11,23	7,43	1,32	4,15	0,91	5,62	2,23	1,29	13,45
изо-C5	0,38	3,83	1,95	0,35	6,72	1,45	4,69	1,8	0,54	5,63
н-C5	0,27	2,68	0,93	0,17	6,82	1,49	4,27	1,66	0,42	4,34
C6	0,2	2	0,42	0,09	13,74	2,98	7,92	3,07	0,49	5,07
C7+	0	0	0	0	66,19	14,49	36,96	14,49	1,39	14,49
Азот	3,62	36,23	0,21	0,04	0	0	0,1	0,04	3,49	36,27
CO2	0,71	7,08	0,83	0,14	0	0	0,36	0,14	0,69	7,22
Всего	100	1000	100	17,6	100	21,85	100	39,46	100	1039,46
Молярная доля газа сепарации в пластовом газе							0,962042			
Молярная доля "сухого" газа в пластовом газе							0,971605			
Молярная доля газа сепарации в "сухом" газе							0,990167			

Таблица 3.2 – Состав попутного нефтяного газа КНГКМ

Компонентный состав Наименование компонента	Содержание		
	моль (%)	объемн. (%)	масс. (%)
Метан (СН ₄)	80,48	80,73	60,36
Этан (С ₂ Н ₆)	5,1	5,09	7,17
Пропан (С ₃ Н ₈)	5,7	5,63	11,74
Изо-бутан (i-С ₄ Н ₁₀)	1,87	1,83	5,08
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	2,14	2,09	5,82
Нео-пентан	0,01	0,01	0,03
Изо-Пентан (i-С ₅ Н ₁₂)	0,57	0,54	1,91
Пентаны (С ₅ Н ₁₂)	0,47	0,45	1,59
Гексаны (С ₆ Н ₁₄)	0,23	0,21	0,93
Гептаны (С ₇ Н ₁₆)	0,05	0,04	0,23
Октаны (С ₈ Н ₁₈)	0,01	0,01	0,07
Углерода диоксид (СО ₂)	0,85	0,85	1,75
Кислород (О ₂)	0,03	0,03	0,05
Азот (N ₂)	2,48	2,49	3,25
Углеводороды (С ₃ и выше), г/м ³	244,65		
Углеводороды (С ₅ и выше), г/м ³	42,53		
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	0,8923		
Давление газа, МПа	0,4		
Температура газа, °С	10		
Теплота сгорания высшая, ккал/м ³	10840		
низшая ккал/м ³	9840		
Число Воббе высшее, ккал/м ³	12599		
низшее, ккал/м ³	11436		

Таблица 3.3 – Состав попутного нефтяного газа СОНГКМ

Компонентный состав	Содержание		
	моль (%)	объемн. (%)	масс. (%)
Наименование компонента			
Метан (СН ₄)	78,71	78,94	58,27
Этан (С ₂ Н ₆)	6,94	6,92	9,63
Пропан (С ₃ Н ₈)	5,73	5,66	11,66
Изо–бутан (i–С ₄ Н ₁₀)	1,5	1,47	4,04
Бутан (С ₄ Н ₁₀)	2,09	2,04	5,61
Нео–пентан	0,01	0,01	0,03
Изо–Пентан (i–С ₅ Н ₁₂)	0,52	0,49	1,72
Пентан (С ₅ Н ₁₂)	0,45	0,43	1,49
Гексаны (С ₆ Н ₁₄)	0,13	0,12	0,51
Гептаны (С ₇ Н ₁₆)	0,01	0,01	0,05
Октаны (С ₈ Н ₁₈)	0	0	0
Углерода диоксид (СО ₂)	2,61	2,6	5,29
Кислород (О ₂)	0,01	0,01	0,01
Азот (N ₂)	1,3	1,31	1,68
Углеводороды (С ₃ и выше), г/м ³	188,47		
Углеводороды (С ₅ и выше), г/м ³	28,54		
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	0,7505		
Давление газа, МПа	7		
Температура газа, °С	40		
Теплота сгорания высшая, ккал/м ³	10770		
низшая ккал/м ³	9770		
Число Воббе высшее, ккал/м ³	12430		
низшее, ккал/м ³	11279		

Физико–химические свойства сухого природного газа

Природный газ представляет из себя горючий и взрывоопасный бесцветный газ, с молекулярной массой – 17,83 г/моль, предельно–допустимая концентрация в воздухе составляет – 300 мг/м³. Температура воспламенения – 450 °С, предел взрываемости по метану – 4,4–17 объемн. %. Обладает средним удельным весом – 0,795 кг/нм³, с низшей теплотворной способностью – 11147 ккал/кг, токсичен. Природный газ, отпускаемый с УКПГ, должен соответствовать определенным нормам и требованиям, которые перечислены в таблице 3.4 [4].

Таблица 3.4 – Требования к природному газу

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов (по ГОСТ 16350)		Метод испытания
	умеренный	холодный	
1. Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		По ГОСТ 31371.1 – ГОСТ 31371.7
2. Температура точки росы по воде (ТТРВ) при абсолютном давлении 3,92 МПа, °С, не выше: зимний период	-10	-20	По ГОСТ 20060, ГОСТ Р 53763, ГОСТ 20060
летний период	-10	-14	
3. Температура точки росы по углеводородам (ТТРУв) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше: зимний период	-2	-10	По ГОСТ Р 53762
летний период	-2	-5	
4. Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,007 (0,020)		По ГОСТ Р 53367
5. Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,016 (0,036)		По ГОСТ Р 53367
6. Массовая концентрация общей серы, г/м ³ , не более	0,030 (0,070)		По ГОСТ 26374
7. Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м ³ , не менее	31,8 (7600)		По ГОСТ 31369
8. Молярная доля кислорода, %, не более	0,02		По ГОСТ 31371.1
9. Молярная доля диоксида углерода, %, не более	2,5		По ГОСТ 31371.1
10. Массовая концентрация механических примесей, г/м ³ , не более	0,001		По ГОСТ 22387.4
11. Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно		По ГОСТ 17310

Физико–химические свойства нестабильного конденсата

Нестабильный газовый конденсат – смесь углеводородных соединений парафино – нафтенового ряда с малым (до 5%) содержанием ароматических соединений углеводородов. Содержание большого количества углеводородов парафино – нафтенового ряда способствует высокой растворимости в конденсате углеводородов C_2-C_4 , а также способствует большому выходу бензиновых фракций из конденсата [3].

Нестабильный газовый конденсат после УКПГ подается на УДСК со следующими параметрами:

Молекулярная масса, г/моль	73,69
Рабочая температура, °С	от 12 до 25
Вязкость, сП	0,212
Плотность в рабочих условиях, кг/м ³	558,1
Содержание воды, % вес.	менее 0,01

Также нестабильный газовый конденсат должен соответствовать требованиям по степени подготовки, которые представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Требования к нестабильному конденсату

Наименование показателя	Значение для группы	
	1	2
1. Компонентно–фракционный состав, % масс.	Не нормируют, определение обязательно	
2. Массовая доля воды, %, не более	0,5	1
3. Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	
4. Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	400
5. Массовая доля общей серы, %, не более	0,01	Не нормируют
6. Плотность при рабочих условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно	
7. Кажущаяся плотность при стандартных условиях, кг/м ³	Не нормируют, определение обязательно	

3.2 Характеристика ингибитора гидратообразований и деэмульгатора

При эксплуатации газопроводов возникает проблема образования гидратов на стенках трубопровода. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко снижают пропускную способность трубопроводов и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода. Гидраты углеводородных газов представляют собой белые кристаллы, похожие на лед или снег, с химической точки зрения они являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой. Образование гидратов имеет место быть, когда температура точки росы транспортируемого газа по воде превышает рабочую температуру. Один из способов борьбы с гидратообразованием – закачка в газопроводы специальных ингибиторов.

Для предупреждения гидратообразований в потоке газа, поступающего на МПГ, на данном месторождении в качестве ингибитора применяется метанол. Метанол или метиловый спирт (CH_3OH), представляет собой бесцветную жидкость с характерным запахом. Данный реагент должен соответствовать требованиям ГОСТ 2222–78 Е, представленным в таблице 3.6 [3].

Таблица 3.6 – Требования к метанолу

Наименование показателя	Норма
Молекулярная масса	32,04
Плотность, кг/м^3 при 20 °С	791,7
Вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	0,817
Диэлектрическая проницаемость	32,63
Температура вспышки, °С	8
Температура воспламенения, °С	464
Температура кипения	64,5
Пределы взрываемости с воздухом, объемные доли, %; нижний	6
верхний	34,8

Деэмульгаторы – это вещества, разрушающие водонефтяную эмульсию.

Механизм действия деэмульгаторов основан на его внедрении в межфазное пространство смеси и в вытеснении из этого пространства

веществ, которые стабилизируют эмульсию, к таким веществам относятся асфальтены и природные ПАВ. В результате действия деэмульгатора происходит изменение поверхностного натяжения и соответственно разрушение эмульсии.

На МММ месторождении для эффективного разрушения водонефтяных эмульсий в процессе добычи, сбора, транспорта и промысловой подготовки газового конденсата применяется деэмульгатор Decleave S – 1744. Качественные показатели которого, приведены в таблице 3.7 [5].

Таблица 3.7 – Основные качественные показатели Decleave S–1744

Наименование показателя	Норма
Внешний вид	Однородная жидкость от бесцветно до коричневого цвета без механических примесей, допускается опалесценция
Массовая доля нелетучих веществ, не менее %	20
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,85
Кинематическая вязкость при температура 20 °С, мм ² /с, не более	30
Температура застывания, °С, не ниже	–50
Растворимость в воде	не растворяется
в нефти	растворяется

3.3 Существующие методы подготовки газа

Подготовка газа к дальнейшей транспортировке и переработке происходит на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), на которых производится осушка газа газонефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Назначением процесса осушки является извлечение парообразной влаги из углеводородных газов. Наличие водяных паров в газе способствует нежелательному образованию гидратов, из-за которых значительно осложняется его транспортировка и переработка. Содержание парообразной влаги в газе должно уменьшаться в зависимости от понижения его температуры в различных технологических процессах. Температура точки росы осушенного газа регламентирует остаточное содержание влаги. Такая температура, позволяющая при данных давлении и составе газа образовывать капли воды.

Осушка углеводородных газов может осуществляться несколькими методами:

Абсорбционная осушка

Адсорбционная осушка

Низкотемпературные процессы (НТС)

Выбор метода осушки обуславливается конкретными условиями транспорта или переработки газа и определяется следующими факторами: производительностью; температурой контакта; давлением; требуемой температурой точки росы осушенного газа; присутствием загрязняющих примесей.

Абсорбционный метод осушки газа

Данный метод основан на процессе абсорбции – применение жидких поглотителей – абсорбентов, для избирательного поглощения газов или паров, в ходе которого происходит переход вещества из паровой или газовой фазы в жидкую. Обратный процесс перехода вещества из жидкой в газообразную или паровую фазу называется десорбцией [6].

Применяемыми веществами для осушки являются гликоли (таблица 3.8), которые отвечают следующим важным требованиям: удовлетворительная осушающая способность в высоком интервале температур, концентраций и давлений; низкие давления насыщенных паров; температура кипения, сравнима с температурой кипения воды, чтобы выделение поглощенной воды из осушителя могло быть осуществлено простыми методами; высокая селективность в отношении компонентов газа; дешевизна; экологическая безопасность.

Таблица 3.8 – Сравнительная характеристика абсорбентов для осушки газа.

Достоинства	Недостатки
Этиленгликоль	
Водные растворы Эга имеют меньшую температуру замерзания по сравнению с растворами ДЭГа и ТЭГа, также лучшую способность предотвращения гидратообразования при одинаковых концентрациях. Применяются на установках НТС в качестве ингибитора гидратообразования с возможностью осушки газа до точки росы – 30 оС	Высокое давление насыщенных паров, при осушке и регенерации происходят большие потери ЭГ.
Диэтиленгликоль	
Высокая гигроскопичность, а также стабильность в присутствии кислорода, СО ₂ и сернистых соединений при обычных температурах. Менее склонен к пенообразованию чем ТЭГ.	Потери от уноса в 3–4 раза больше, чем при применении ТЭГ. При обычной регенерации трудно получить растворы с концентрацией ДЭГ больше чем 95% масс. Температура точки росы выше, чем при осушке газа ТЭГ.
Триэтиленгликоль	
Высокая гигроскопичность, явление насыщенных паров меньше, чем у ДЭГа, поэтому низкие потери. Достигается более низкая точка росы.	Растворимость в ТЭГе выше, чем в ДЭГе. Растворы ТЭГ более склонны к пенообразованию в присутствии легких углеводородных жидкостей, чем ДЭГ.

На практике применяются не химически чистые гликоли, а их водные растворы. На эффективность осушки влияют состав и свойства абсорбента, содержание тяжелых углеводородов и воды в газе, концентрация абсорбента на входе в абсорбер, скорость циркуляции абсорбента, температуры и давления процесса, условия массообмена между газом и осушителем, наличие примесей [7].

Процесс извлечения влаги из газа проходит в абсорбере, в котором жидкий осушитель контактирует с влажным газом до того момента, пока значение парциального давления воды в газе не станет равно значению парциального давления воды над раствором осушителя.

В настоящее время в технологических схемах абсорбционной осушки углеводородных газов наибольшее применение нашли тарельчатые абсорберы. Их особенностью является тарельчатый контакт фаз, в котором каждая отдельная тарелка действует как самостоятельная ступень контакта для встречающихся и перемешивающихся паровых и жидких потоков.

Адсорбционный метод осушки газа

Данный метод основан на процессе адсорбции – поглощение веществ порами поверхности твердого поглотителя – адсорбента. Поглощаемое вещество, находящееся в газовой или жидкой фазе, называется адсорбтивом, а после того, как оно перешло в адсорбированное состояние – адсорбатом [8].

Осушка газа адсорбентами основана на способности твердых тел определенной структуры поглощать влагу из газов при сравнительно низких температурах и выделять при повышенных температурах. При изменении условий процесса (температуры, давление) происходит нарушение связей между молекулами адсорбента и адсорбата, и начинается процесс десорбции путем выделения из адсорбента поглощенных компонентов для восстановления свойств (регенерации) адсорбента. Поочередное применение этих двух процессов на одной установке позволяет непрерывно извлекать влагу из газа. После регенерации, в зависимости от адсорбционной способности десорбируемых компонентов, условий процесса и выбранного метода, адсорбционная способность поглотителя полностью восстанавливается или частично [6].

На производстве в качестве адсорбентов используются алюмогели, активированные угли, силикагели, природные и синтетические цеолиты (таблица 3.9). Способность к регенерации и адсорбционные свойства перечисленных адсорбентов зависят от следующих свойств: химическое состояние их поверхности и характер пористости.

Таблица 3.9 – Сравнительная характеристика промышленных адсорбентов

Адсорбент	Плотность, г/см ³	Радиус пор, нм	Объем пор, см ³ /г	Удельная поверхность, м ² /г
Активированные угли	0,2–0,6	50–70	–	600–1700
Силикагель:				
мелкопористый	0,8	5–30	0,28	450–500
крупнопористый	0,5	70–100	0,9	270–350
Цеолиты	0,62–0,78	3–9	0,2–0,24	–
Алюмогели	0,4–0,6	60–100	0,8–1	180–220

Выбор используемого адсорбента зависит непосредственно от глубины осушки газа и конкретных условий его применения. В промышленных установках для осушки газа чаще всего применяются силикагели и цеолиты. При использовании цеолитов адсорбционный метод осушки углеводородных потоков позволяет добиться глубины осушки до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, а при использовании силикагелей – до $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

На газоперерабатывающих предприятиях для осушки газа применяются адсорберы с неподвижным слоем адсорбента. Адсорбер представляет собой вертикальный аппарат, заполненный гранулированным адсорбентом. Газ сверху вниз проходит через неподвижный слой адсорбента, в результате чего адсорбент поглощает влагу из газа.

Теоретические основы низкотемпературной сепарации газа

Низкотемпературные технологические процессы используются на стадии подготовки природных газов газоконденсатных месторождений. Данные процессы предназначены для одновременной осушки природного газа, а также извлечения тяжелых углеводородов и инертных газов (при их наличии).

Главной задачей при проектировании низкотемпературных установок для промышленной подготовки конденсатосодержащих газов является разработка технологических процессов с более низкими температурными уровнями и, отличающихся высокой технологической гибкостью. Гибкость означает возможность использования технологии при изменении входных параметров (состав, температура, давление) подготавливаемого углеводородного сырья в широком диапазоне, также возможность выделения тех или иных целевых продуктов. Вновь обустраиваемые месторождения нуждаются в более дифференцированном подходе к технологическим процессам, учитывающем помимо специфики эксплуатационных объектов, также и долговременные тенденции сбыта продукции газовой промышленности по рынкам [9].

Основные факторы, влияющие на эффективность процесса НТС

На то, насколько эффективна будет работа технологических установок НТС, влияет давление в низкотемпературном сепараторе, температура и состав исходной смеси.

Давление сепарации определяется давлением газожидкостной смеси, поступающей из магистрального трубопровода в сепаратор, обычно используется в пределах от 5 до 7,5 МПа. В данном интервале значений давление мало влияет на степень извлечения C_5+ углеводородов.

Гораздо большее влияние имеют: температура и состав исходной смеси. В случае постоянной температуры сепарации, степень извлечения

данного компонента смеси тем выше, чем тяжелее состав исходной смеси. Снижая температуру сепарации от 0 до минус 40 °С, из газов легкого состава (средняя молярная температура кипения от минус 156 до минус 133 °С) степень извлечения конденсатообразующих компонентов увеличивается. Для жирных газов (средняя молярная температура кипения выше минус 133 °С) влияние происходит незначительное. Из сказанного выше можно сделать важный вывод: для более легких по составу исходных смесей, чтобы обеспечить высокую степень конденсатообразующих компонентов, требуется более низкая температура сепарации [9].

Достоинства и недостатки установки НТС

К преимуществам установок НТС можно отнести:

1. Для данных установок характерны низкие капитальные и эксплуатационные затраты, особенно в начальный период разработки месторождения.
2. Одновременно происходит процесс извлечения жидких углеводородов и осушки газа.
3. При длительной разработке месторождения, по мере падения пластового давления, возможность усовершенствования технологии работы установки для продления срока ее эффективной эксплуатации.

Для установок НТС характерны следующие недостатки:

1. При заданных температуре и давлении, степень извлечения целевых компонентов из природного газа зависит только от состава исходного газа.
2. При исчерпании пластового давления, для установок необходима реконструкция.
3. Проблема гидратообразования.

Для месторождений с коротким сроком разработки, установки НТС находят оправданное применение.

Для крупных месторождений, как показывает практика, при использовании процесса НТС, возникает необходимость использовать помимо дросселирующих устройств, также эжекторы и теплообменники для рекуперации холода. Что значительно увеличивает эффективность процесса НТС.

3.4 Характеристика установки

УКПГ предназначена для сбора и подготовки газа МММ нефтегазоконденсатного месторождения, Казанского нефтетегазоконденсатного месторождения (далее КНГКМ), Северо–Васюганского газоконденсатного месторождения (далее СВГКМ). Главной задачей УКПГ является подготовка природного газа до соответствия требованиям СТО Газпром 089–2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам» для дальнейшей подачи потребителю через магистральный газопровод «МММ–Вертикос» с давлением 3,2 – 5,5 МПа.

На УКПГ данного месторождения подготовка газа осуществляется путем НТС в специально оборудованных модулях подготовки газа (МПГ). В состав УКПГ входят 3 автономно работающих МПГ. В состав каждого модуля входят следующее оборудования: низкотемпературные сепараторы первой, второй и третьей ступени (С–1, С–2, С–3); рекуперативные теплообменники «газ–газ» (Т–1 и Т–2) и «конденсат–конденсат» (ТР – 1 и ТР – 2); разделители жидкости (РЖ – 1 и РЖ – 2) [3].

В сепараторах первой и второй ступени из газожидкостной смеси происходит отделение большей части (около 75%) капельной, жидкой фазы и механических примесей. Основная масса отделяется еще в первом сепараторе.

Важным требованием к подготовке природного газа перед отправкой в магистральный газопровод является температура точки росы по влаге и по углеводородам. Для достижения требуемых значений температуры точки росы по влаге и углеводородам производится осушка газа за счет снижения температуры газа дросселированием, эжектированием и при помощи рекуперативных теплообменников. Дросселирующими устройствами являются клапана КР – 3, которые находятся перед сепаратором третьей

ступени. Эжектирование происходит в эжекторах ЭЖ – 1 и ЭЖ – 2, рекуперация холода в теплообменниках Т – 1 и Т – 2.

Данная технология низкотемпературной осушки с применением дросселя является эффективной:

1. На недавно разрабатываемых месторождениях с высоким пластовым давлением;
2. При отсутствии требования подачи газа с низкой температурой в магистральный газопровод. В таком случае становится возможным полностью рекуперировать холод в теплообменнике «газ–газ» за счет имеющегося перепада давлений;
3. На морских месторождениях, когда природный газ в пластовых условиях обладает изначально низкой температурой.

3.5 Действующая технологическая схема модуля подготовки газа

Продукция скважин МММ нефтегазоконденсатного месторождения, отсепарированный газ от С – 1 (СВГС), С – 1,2 (КГС) с узла входа шлейфов, имея давление 5,0 МПа и температуру от плюс 5 и до плюс 25 °С поступает по трубопроводу Ду300 в вертикальный сепаратор С – 1 на первую ступень сепарации. Природный газ поступает в начало технологического процесса подготовки через электроприводной кран ЭКП – 6 и регулирующий клапан давления КР – 1, которые предназначены для обеспечения стабильного давления на входе в вертикальный сепаратор С – 1. Перед регулирующим клапаном давления предусмотрена подача метанола для предотвращения гидратообразования [3].

На входе в каждый из трех сепараторов для предотвращения превышения давления устанавливаются предохранительные клапаны, настроенные на определенное давление срабатывания. Для сепараторов С – 1, С – 2 эта величина составляет 8,25 МПа, для сепаратора С – 3 – 5,8 МПа.

Вертикальный сепаратор С – 1 предназначен для предварительного отделения жидкой фазы из газожидкостной смеси за счет действия сил гравитации.

Отделившаяся жидкая фаза после сепаратора С – 1 отводится в разделитель жидкости РЖ – 1, имея давление от 3,9 до 5,5 МПа и температуру от плюс 5 до плюс 25 °С. Жидкая фаза включает в себя газовый конденсат, метанольную воду и механические примеси.

После частичной сепарации газовый поток по трубопроводу Ду300 отправляется в горизонтальные сепараторы ФС – 1,2 цеха ДКС, при этом газ имеет давление от 4,7 – до 5,2 МПа и температуру от плюс 5 до плюс 25°С. После очистки газ компримируется на ГПА и, имея давление от 6,4 до 7,2 МПа и температуру от плюс 30 до плюс 40 °С, направляется в аппараты

воздушного охлаждения АВО, где температура газа понижается до плюс 20 – 30 °С.

Далее часть сырого газа для насыщения метанолом поступает в колонну отдувки метанола К – 1, после чего подается в рекуперативный теплообменник «газ–газ» Т – 1. Оставшаяся часть сырого газа по байпасу сразу направляется в теплообменник Т – 1. На входе в рекуперативный теплообменник Т – 1 потоки сырого газа насыщенного и ненасыщенного метанол объединяются, после чего проходят через трубное пространство теплообменника и охлаждаются обратным поток осушенного газа до температуры от минус 10°С до плюс 10°С.

В трубном пространстве теплообменника Т – 1 предусмотрена подача метанола.

После теплообменника Т – 1 газовый поток по трубопроводу Ду300 направляется на вторую ступень сепарации в сепаратор С – 2. В котором происходит отделение сконденсировавшейся капельной жидкости после охлаждения газа в теплообменнике Т – 1.

Отделившаяся жидкая фаза после сепаратора С – 2 отводится в разделитель жидкости РЖ – 2, имея давление от 2,5 до 2,7 МПа и температуру от минус 5°С до плюс 5°С, предварительно проходя через трубное пространства теплообменника ТР – 2, в котором нагреваются до температуры плюс 15 – 25°С стабильным конденсатом от УДСК [3].

Отсепарированный газовый поток из сепаратора С – 2 по трубопроводу Ду 150, имея давление от 6,4 до 7,2 МПа и температуру от минус 10°С до плюс 10 °С, направляется в трубное пространство теплообменника Т – 2. В котором охлаждается до температуры от минус 5 до минус 25 обратным поток осушенного газа.

Далее газовый поток дросселируется на регулирующем клапане КР – 3 до давления 3,6 – 5,5 МПа, а также за счет эффекта Джоуля – Томсона

охлаждается до температуры от минус 20 и до минус 40 °С. После чего направляется в сепаратор С – 3 на третью ступень сепарации.

Перед КР – 3 предусмотрено распределение газового потока на эжектора ЭЖ – 1 и ЭЖ – 2. Этот газ используется в качестве активного потока. В качестве пассивного потока газа в ЭЖ – 1 используется газ выветривание из разделителя жидкости РЖ – 2. В качестве пассивного потока газа в ЭЖ – 2 используется газ дегазации с УДСК.

Эжектор представляет собой гидравлическое устройство, предназначенное для передачи кинетической энергии от потока движущегося с большей скоростью к потоку с меньшей скоростью.

Характеристика эжекторов ЭЖ – 1 и ЭЖ – 2 по производительности, давлению активного и пассивного газа приведена в таблице 3.10.

Таблица 3.10–Характеристика эжекторов

Наименование показателей	ЭЖ – 1	ЭЖ – 2
Давление потока активного газа, МПа	6,9–7,5	6,9–7,5
Расход газа активного потока, м ³ /ч	65500–87500	62300–82500
Температура активного газа, °С	–15...+3	–15...+3
Давление потока пассивного газа, МПа	3	2
Расход газа пассивного потока м ³ /ч	5200–6150	2000–2350
Температура пассивного газа, °С	20–25	–15...+28
Давление смеси газов, МПа	4–5,5	4–5,5
Температура смеси газов, °С	–20...–25	–20...–25

В эжекторах ЭЖ – 1, ЭЖ – 2 происходит объединение газа активного и пассивного потока, после чего выходной поток отправляется в сепаратор С – 3, попутно объединяясь с основным потоком газа. Выходной поток из эжекторов имеет давление от 3,6 до 5,5 МПа и температуру от минус 20 °С до минус 40 °С. Также в низкотемпературный сепаратор С – 3 поступают газы дегазации конденсата из разделителя жидкости РЖ – 1 [3].

В эжекторах ЭЖ – 1 и ЭЖ – 2, а также в регулирующем кране КР – 3 предусмотрена подача метанола.

На третьей ступени сепарации в низкотемпературном сепараторе С – 3 происходит отделение сконденсировавшейся капельной жидкости после

охлаждения потока газа дросселированием и эжектированием.

Отделившаяся жидкая фаза после сепаратора С – 3 отправляется в трубное пространство теплообменника ТР – 2. В котором, объединившись с жидкой фазой из сепаратора С – 2, нагреваются обратным потоком стабильного конденсата с УДСК, после чего направляются в разделитель жидкости РЖ – 2.

После сепаратора С – 3 осушенный природный газ отправляется в межтрубное пространство рекуперативного теплообменника Т – 2. В котором нагревается прямым потоком газа до температуры минус 12°С – минус 18 °С.

После теплообменника Т – 2 осушенный природный газ направляется в межтрубное пространства теплообменника Т – 1. В котором нагревается прямым потоком сырого газа до температуры плюс 5°С – плюс 25 °С.

В конце технологического цикла осушенный природный газ отправляется на замер в УКУГ, после чего через магистральный газопровод «МММ – Вертикос» к потребителю.

Отделенная жидкая фаза в ходе технологического процесса последовательно поступает в разделители жидкости РЖ – 1 и РЖ – 2. В которых производится разделение на нестабильный углеводородный конденсат и метанольную воду. Для более качественного расслоения эмульсии предусмотрена подача деэмульгатора [3].

В дальнейшем нестабильный конденсат отправляется для деэтанзации и стабилизации на УДСК, а метанольная вода на регенерацию и для дальнейшего использования против гидратообразований.

Действующая технологическая схема МПГ представлена на рисунке 3.1.

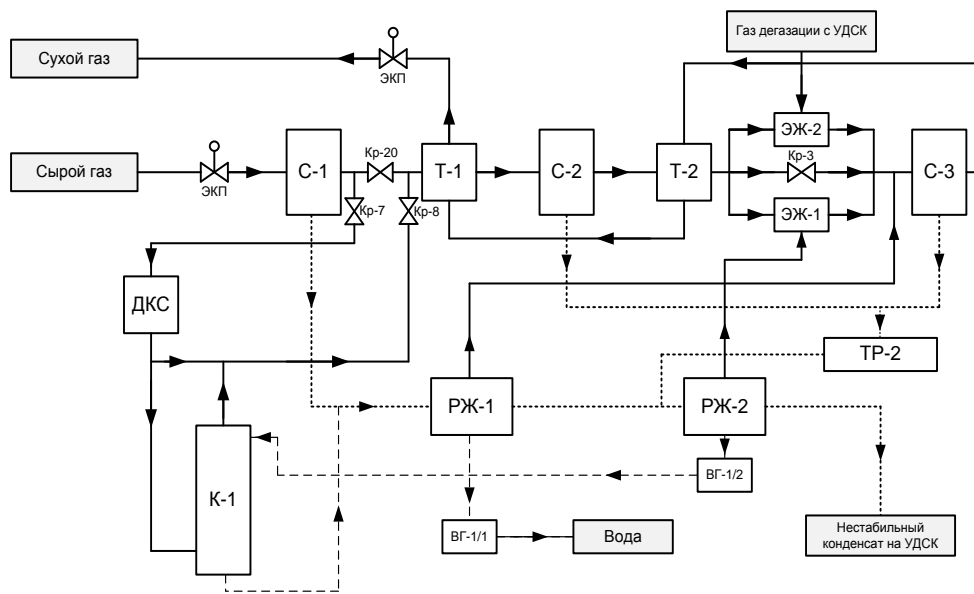


Рисунок 3.1 – Технологическая схема МПП

4 ОПТИМИЗАЦИЯ УЗЛА ПОДГОТОВКИ ГАЗА

4.1 Необходимость модернизации узла

Одним из основных технологических процессов промышленной переработки газа и газового конденсата на газовых и газоконденсатных месторождениях является процесс сепарации. Процесс сепарации во многом определяет эффективность последующих промышленных технологических процессов (абсорбция, адсорбция, низкотемпературная сепарация), а так же качество и количество получаемых газа и газового конденсата для последующего транспорта и заводской переработки, а так же надежную и безопасную работу дожимных компрессорных станций.

Фактор давления играет главную роль в газовой промышленности, так как именно под его действием газ перемещается с промыслов на завод, проходит все ступени подготовки и поступает в линию товарного газа. Высокое давление позволяет охлаждать газ до низких температур.

МММ нефтегазоконденсатное месторождение введено в эксплуатацию в 1999 году и разрабатывается по настоящее время. Установка комплексной подготовки газа рассчитывалась на объемы добычи газа 160 тыс. м³/час, поэтому была предложена технология низкотемпературной сепарации с использованием дросселя. Начальное пластовое давление составляло 12 МПа, что позволяло поддерживать достаточный перепад давления на дроссели без компримирования газа после первоначальной ступени сепарации для поддержания заданного технологического режима, а именно точка росы по углеводородам в летний период минимальная минус 5°С, по воде минус 10°С, в зимний период точка росы по углеводородам минимальна минус 10°С, по воде минус 20°С [3].

В проекте разработки МММ нефтегазоконденсатного месторождения не была заложена система поддержания пластового давления. И с последующими годами эксплуатации месторождения продуктивный пласт истощался. С 2006 года наблюдается резкое снижение пластового давления.

В процессе эксплуатации и с введением нового закона РФ о использовании попутного нефтяного газа, появилась необходимость модернизации узла охлаждения газа с использованием эжектора «газ–газ». Эжектор был внедрен в технологическую схему как запасная линия дросселя и служил в первую очередь для утилизации низконапорного газа, поступающего с разделителей жидкости и УДСК.

Падение пластового давления МММ месторождения в течение времени представлено на рисунке 4.1.

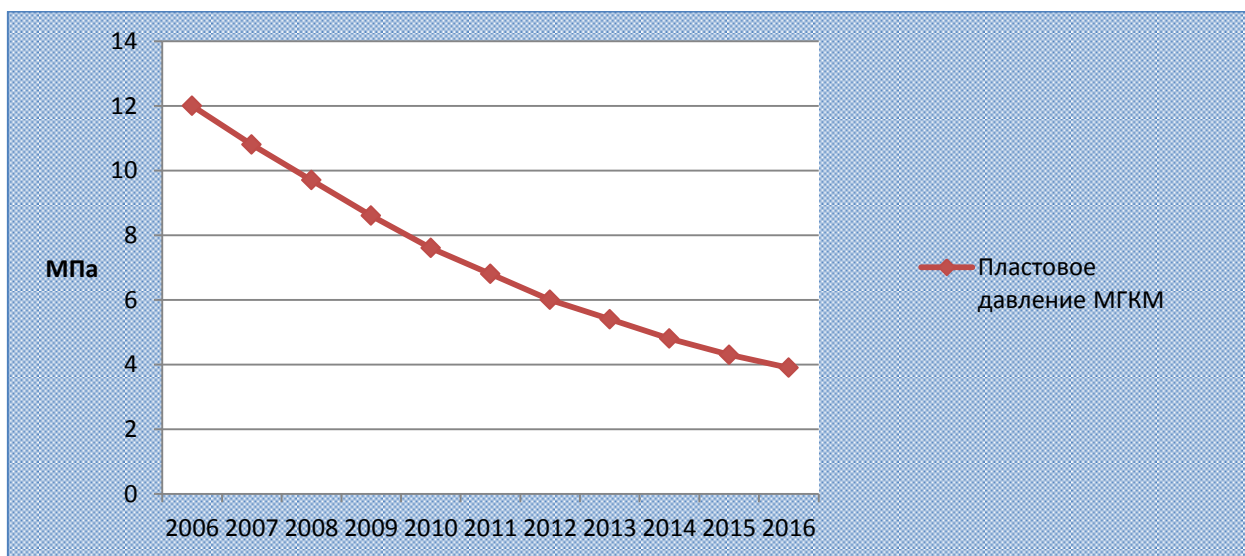


Рисунок 4.1 – падение пластового давления МММ месторождения

В 2002 году было введено в эксплуатацию Северо–Васюганское газоконденсатное месторождение, строительство УКПГ на СВГКМ экономически невыгодно и вся добываемая продукция поступает на подготовку в УКПГ МММ месторождения.

В 2009 году «Томскгазпром» начинает эксплуатировать Казанское нефтегазоконденсатное месторождение и так же газоконденсатная смесь поступает на УКПГ МКГМ.

В связи с тем, что увеличилась значительная нагрузка на УКПГ МММ нефтегазоконденсатного месторождения с 160 тысяч м³ до 280 тысяч м³ и происходит падение пластового давления, использование только одного перепада давления на дросселе при подготовке газа не хватало для

поддержания заданного технологического режима. В эксплуатацию ввели дожимную компрессорную станцию после первой степени сепарации, которая позволила поддерживать технологический режим до 2015 года [3].

С 2015 года объемы подготовки газа на МММ нефтегазоконденсатном месторождении до 430 тысяч м³/час, с пластовым давлением в 4,3 МПа встала проблема поддержания низких температур.

Учитывая, что технологический процесс НТС на МММ нефтегазоконденсатном месторождении с использованием только дроссель-эффекта долгое время назад перестал быть эффективным, после чего в технологическую схему дополнительно вводились эжекторы, теплообменники для рекуперации холода, а также дожимная компрессорная станция, для того, чтобы на сегодняшний день не выходить из заданного режима объемов подготовки газа и для сохранения низких температур, необходимо найти новый вариант модернизации узла подготовки газа.

4.2 Технологический расчет процесса дросселирования и детандирования

Провести сравнительной расчет эффективности изоэнтальпийного (дросселирование) и изоэнтропийного (детандирование) расширения газа при одинаковом составе газе, а также термобарических входных параметрах газа. Давление газа перед расширением – $P_1 = 7$ МПа, после расширения – $P_2 = 4,5$ МПа, температура перед расширением – $T_1 = -10$ °С (263,3 К). Состав газа приведен в таблице 4.1. Определить температуру газа и ее изменение после расширения первым и вторым способом.

Таблица 4.1 – Компонентный состав газа

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

1. Определим молекулярную массу газа по формуле [10]:

$$M_{\text{см}} = \sum(y_i \cdot M_i), \quad (4.1)$$

где y_i – массовая доля i компонента, M_i – молярная масса i компонента.

$$M_{\text{см}} = 0,8853 \cdot 16 + 0,0306 \cdot 30 + 0,0212 \cdot 44 + 0,0128 \cdot 58 + 0,0045 \cdot 72 + 0,002 \cdot 86 + 0,0355 \cdot 32 + 0,002 \cdot 44 = 18,48 \text{ г/моль}$$

2. Находим среднее давление по формуле:

$$\tilde{P} = \frac{P_1 + P_2}{2}, \quad (4.2)$$

$$\tilde{P} = \frac{7 + 4,5}{2} = 5,75 \text{ МПа.}$$

3. Найдем относительную плотность газа по формуле:

$$\rho_{\text{см}} = \frac{M_{\text{см}}}{M_{\text{в}}}, \quad (4.3)$$

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

$$\rho_{\text{см}} = \frac{18,48}{29} = 0,64.$$

4. Определим критические параметры рассматриваемого газа: $P_{\text{кр}}$ – критическое давление и $T_{\text{кр}}$ – критическая температура. Для этого используем график зависимости (рисунок 4.2) $P_{\text{кр}}$ и $T_{\text{кр}}$ от $\rho_{\text{см}}$.

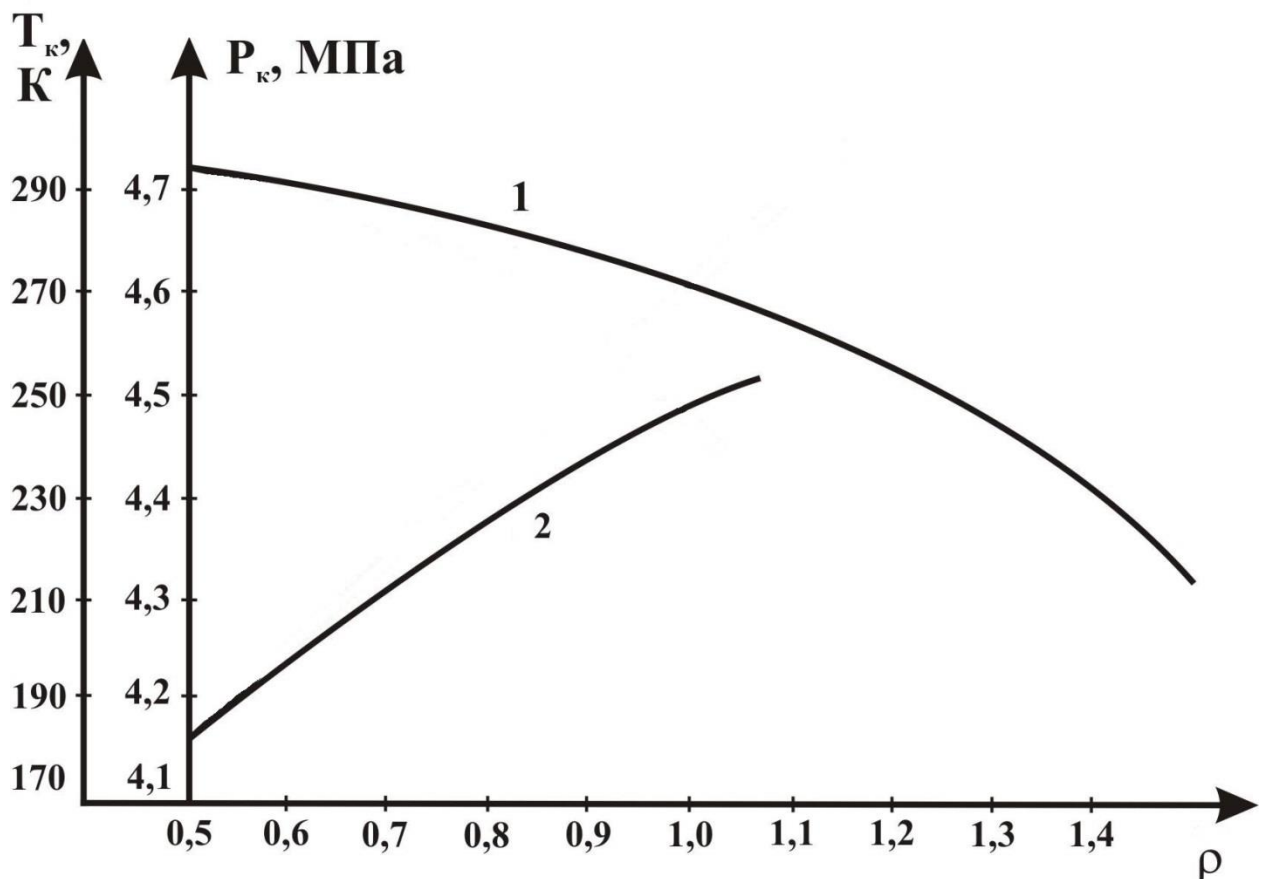


Рисунок 4.2 – Зависимость критических параметров от относительной плотности газа (1 – давление, 2 – температура)

Для рассматриваемого газа с $\rho_{\text{см}} = 0,64$ соответствует критическая температура $T_{\text{кр}} = 201 \text{ К}$, критическое давление $P_{\text{кр}} = 4,7 \text{ МПа}$.

5. Зная критические параметры, мы можем определить приведенные:

$P_{пр}$ – приведенное давление, $T_{пр}$ – приведенная температура.

$$P_{пр} = \frac{\widetilde{P}}{P_{кр}}, \quad T_{пр} = \frac{T_1}{T_{кр}};$$

$$P_{пр} = \frac{5,75}{4,7} = 1,22, \quad T_{пр} = \frac{263,3}{201} = 1,3.$$

6. Рассчитаем изобарную молярную теплоемкость C_p газа по формуле [10]:

$$C_p = 3,15 + 0,02203 \cdot T_1 - 0,149 \cdot 10^{-4} \cdot T_1^2 + \frac{0,238 \cdot M_{см} \cdot P_1^{1,124}}{\left(\frac{T_1}{100}\right)^{5,08}}, \quad (4.4)$$

где P_1 – начальное давление, кГ/см^2

$C_p =$

$$3,15 + 0,02203 \cdot 263,3 - 0,149 \cdot 10^{-4} \cdot 263,3^2 + \frac{0,238 \cdot 18,48 \cdot 70^{1,124}}{\left(\frac{263,3}{100}\right)^{5,08}} =$$

11,72 $\text{кДж}/(\text{кмоль} \cdot \text{К})$

7. Определим конечную температура газа T_2 после расширения дросселированием по формуле:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_1} - \frac{3,57 \cdot P_{пр}^{\frac{1}{4}}}{C_p} \cdot \left[0,29 \cdot 10^{-7} \cdot (P_1^2 - P_2^2) - 209 \cdot 10^{-7} \cdot (P_1 - P_2) + 0,005 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{P_1}{P_2} \right], \quad (4.5)$$

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{263,3} - \frac{3,57 \cdot 1,22^{\frac{1}{4}}}{11,72} \cdot \left[0,29 \cdot 10^{-7} \cdot (70^2 - 45^2) - 209 \cdot 10^{-7} \cdot (70 - 45) + 0,005 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{70}{45} \right] = 0,0039 \text{ 1/К},$$

$$T_2 = 256,1 \text{ К}.$$

8. Изменение температуры газа для изоэнтальпийного расширения составило:

$$\Delta T = T_1 - T_2, \quad (4.6)$$

$$\Delta T = 263,3 - 256,1 = 7,2 \text{ К}.$$

9. Конечная температура газа после расширения детандированием составит:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{\frac{k-1}{k}}, \quad (4.7)$$

где k – показатель адиобаты и определяется как :

$$k = \frac{C_p}{\left[C_p - 3,57 \cdot \left(\frac{P_{\text{пр}}^{1/4}}{T_{\text{пр}}}\right) \right]}, \quad (4.8)$$

$$k = \frac{11,72}{\left[11,72 - 3,57 \cdot \left(\frac{1,22^{1/4}}{1,3}\right) \right]} = 1,32, \text{ тогда конечная температура составит:}$$

$$T_2 = 263,3 \cdot \left(\frac{7}{4,5}\right)^{\frac{1,32-1}{1,32}} = 236,3 \text{ К.}$$

10. Изменение температуры ΔT для изоэнтروпийного расширения составило:

$$\Delta T = 263,3 - 236,3 = 27 \text{ К.}$$

Таким образом, расширения газа при помощи детандирования, по сравнению с дросселированием, позволяет достичь более низких температур газа после расширения, а следовательно и перепада температур. Обеспечение минимально низких температур является ключевым фактором в ходе низкотемпературной спепарации газа. Замена в технологической схеме подготовки изоэнтальпийного расширения газа на изоэнтропийное повысить эффективность процесса подготовки.

4.3 Технология применения турбодетандерного агрегата

Турбодетандер

Турбодетандеры за последние 20 лет стали очень востребованными. Их востребованность связана с высокой эффективностью работы в технологических циклах, в качестве агрегата, понижающего температуру (энтальпию) газа.

Данный агрегат состоит из радиальной центробежной турбины, соединенной при помощи жесткого вала с центробежным компрессором (рисунок 4.3). Скорость вращения вала варьируется в зависимости от размера установок. Чем больше размер установок, тем меньше оборотов в минуту совершает вал [11].

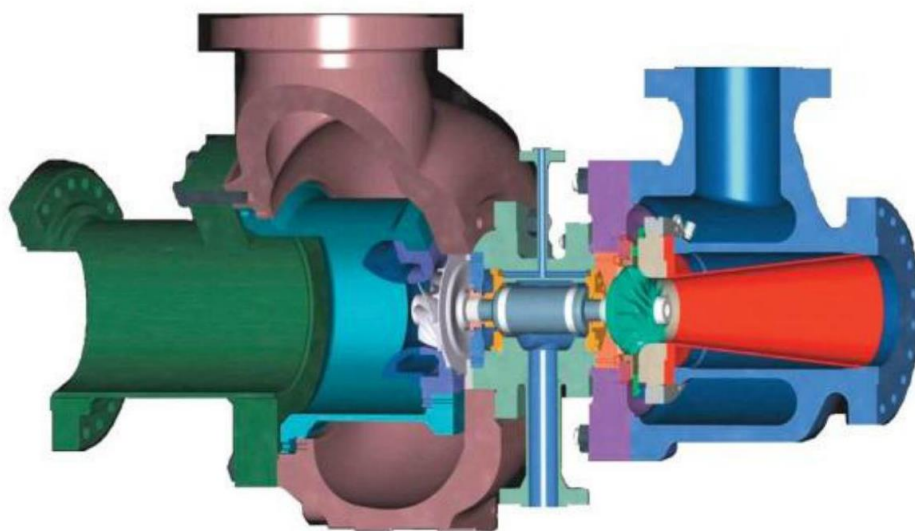


Рисунок 4.3 – Общий вид детандера–компрессора

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 [11].

Процесс течения газа в ступени турбодетандера близок к изоэнтальпийному. Поэтому, он значительно эффективнее изоэнтальпийного процесса дросселирования.

Принцип работы ступени турбокомпрессора заключается в том, что газ равномерно подводится входным конфузуром 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 изоэнтروпийному. При дросселировании происходит изоэнтальпийное расширение газа, большая часть энергии газа при расширении переходит в теплоту. При изоэнтропийном 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») [12]. Применение ТДА со способом подключения «К–Д» в технологической схеме подготовки газа представлен на рисунке 4.5. 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 4.4.

Последовательное применение процессов компримирования и детандирования в технологической схеме НТС (подключение ТДА способами «К–Д» или «Д–К») позволяет оказывать 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.

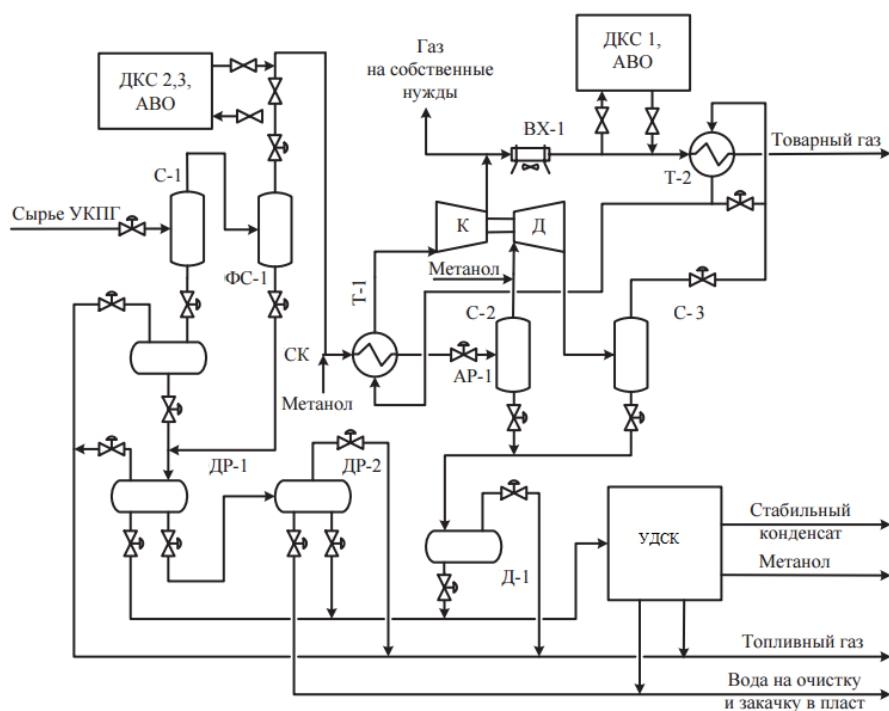


Рисунок 4.4 – Пример технологической схемы НТС с ТДА со способом подключения «Д–К»

Условные обозначения: ТД–1 – турбодетандерный агрегат; С–1, С–2, С–3 – сепараторы; Д–1– дегазатор; ДР–1, ДР–2 – дегазаторы–разделители; ФХ–1 – воздушный холодильник; ФС–1 – фильтр–сепаратор; Т–1, Т–2 – теплообменники; УДСК – установка деэтанализации и стабилизации конденсата; АР–1– арматурный узел.

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, дожмается на ДКС – 1, охлаждается в рекуперативном теплообменнике Т – 2 и отправляется к потребителю (рисунок 4.4) [13]. 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 параметров позволяет обеспечить необходимый перепад давления в турбодетандерной установке, тем самым получить требуемое охлаждение газа.

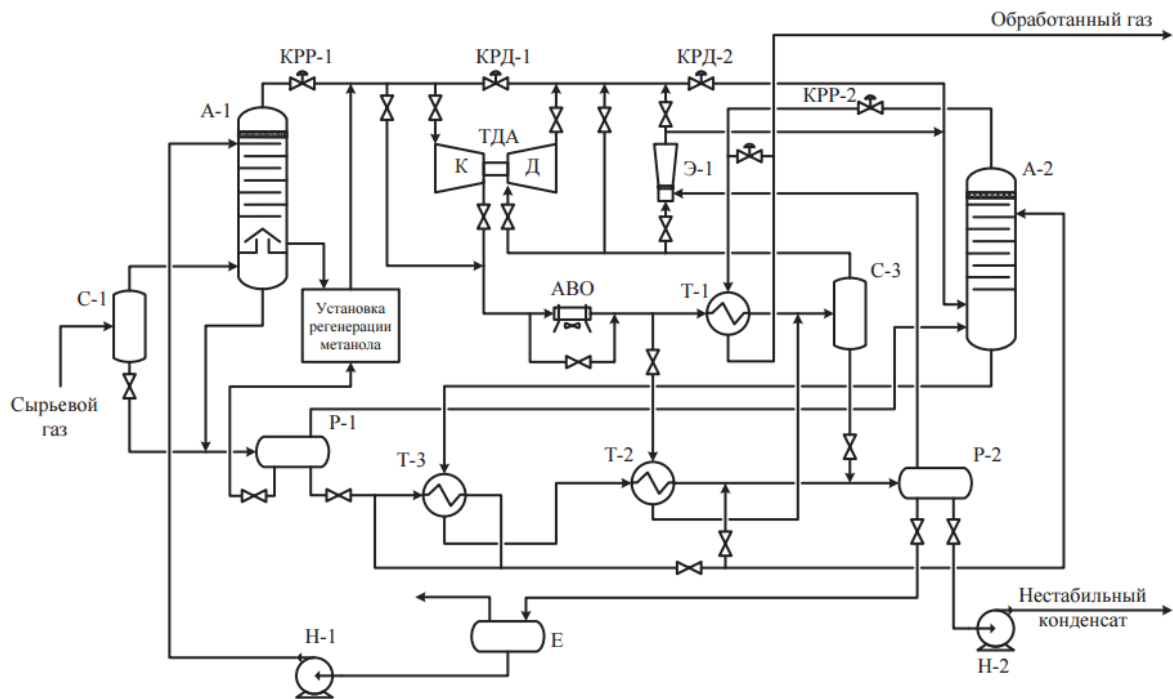


Рисунок 4.5 – Пример технологической схемы НТС с ТДА со способом подключения «К–Д»

Условные обозначения: ТД–1 – турбодетандерный агрегат; С–1, С–3 – сепараторы; А–1 – отдувочная колонна; Р–1, Р–2 – разделители; КРР–1, КРР–2 – краны–регуляторы расхода; Т–1, Т–2, Т–3 – теплообменники; КРД–1, КРД–2 – краны–регуляторы давления; Е – емкость; А–2 – абсорбер; Н–1, Н–2 – насосы.

В данном случае газ НТС 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 (рисунок 4.5). 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 (изоэнтروпийное) 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.

Таким образом, низкотемпературная подготовка газа с применением ТДА для месторождений Крайнего Севера является наиболее оптимальной, что в свою очередь подходит для рассматриваемого МММ нефтегазоконденсатного месторождения. На данных месторождениях необходимо одновременно обеспечивать минимально низкую температуру НТС, а также подготовленного газа, отправляемого в магистральный газопровод.

4.4 Оптимизированная технологическая схема модуля подготовки газа

Принципиально новая технологическая схема на линии подготовки газа будет отличаться тем, что ТДА будет задействован после сепаратора С – 2 для детандирования сырого газа, который после этого направляется в сепаратор С – 3, а также после сепаратора С – 3 и рекуперативного теплообменника Т – 2 для компримирования сухого газа, для дальнейшей подачи его в магистральный газопровод (рисунок 4.6).

В первом варианте технологической схемы на месте ТДА применялось дросселирующее устройство, а также система эжекторов. Для рационального использования низконапорных газов дегазации с УДСК рекомендовано внедрение в технологическую схему блочной компрессорной станции вместо действующих эжекторов для утилизации низконапорных газов.

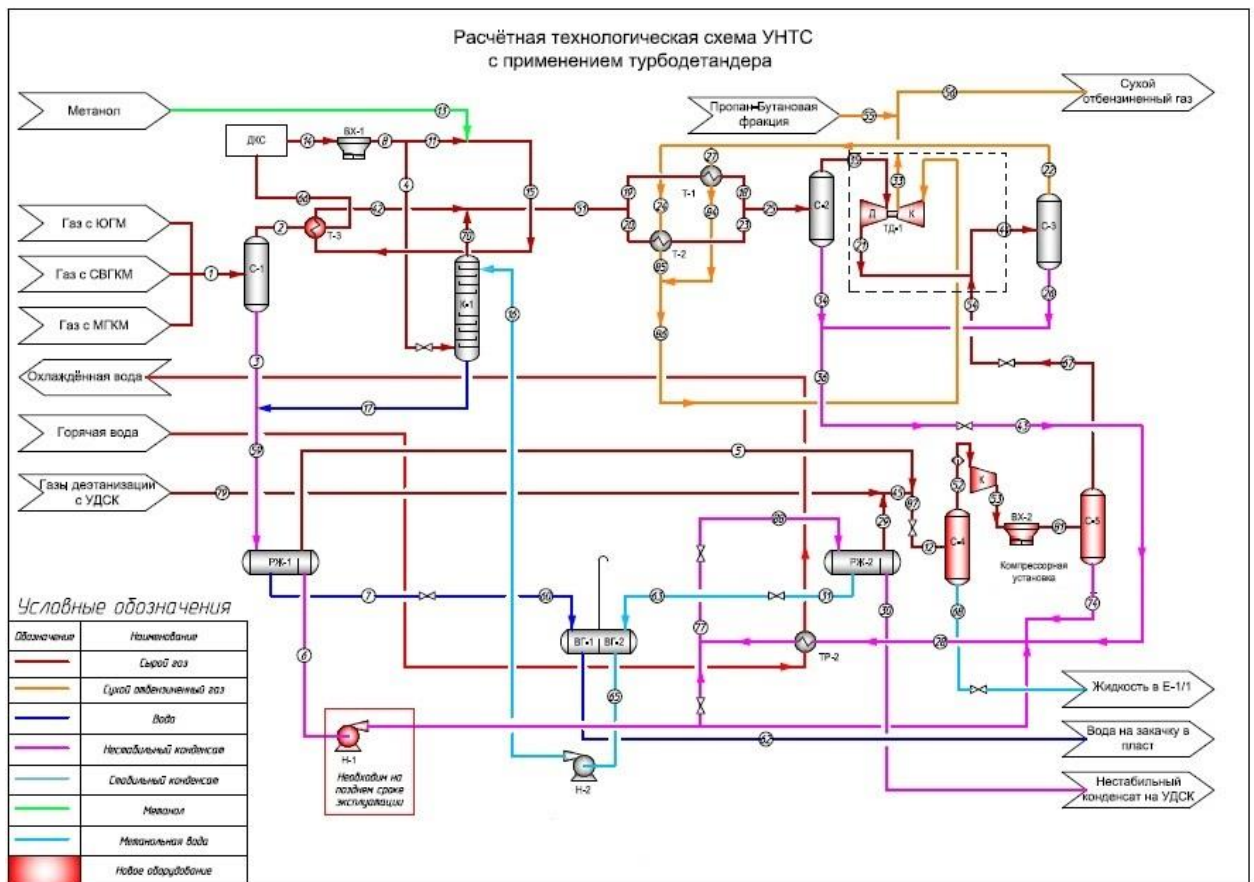


Рисунок 4.6 – Оптимизированная технологическая схема МПГ

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Внедрение блочной компрессорной станции

В качестве методики для оценки экономической эффективности проекта внедрения компрессорных установок в технологическую схему УКПГ МММ нефтегазоконденсатного месторождения использованы правила оценки эффективности научно–исследовательских и опытно – конструкторских разработок [14].

Классификация проекта по данной методике – «Э» экологический эффект. При горении факела низкого давления в атмосферу выбрасывается сажа, диоксид азота, оксид углерода и метан. Эти вещества создают серьезные проблемы с точки зрения защиты окружающей среды, а сжигание метана ведет к неэффективному использованию товарного продукта.

Количество вредных выбросов непосредственно связано с режимом горения факела, следовательно, необходимо уменьшить расход газа, поступающего на факел, до значений, необходимых для поддержания режима его дежурного горения.

Блочная компрессорная станция, предлагаемая к внедрению в технологический процесс, позволит использовать до ста процентов газа, направляемого на сжигание. В таблице 5.1 представлены данные о количестве вредных выбросов до модернизации технологического процесса и после.

Таблица 5.1 – годовой валовый выброс вредных веществ, т/год [14]

Наименование загрязняющего вещества	До модернизации	После модернизации	Уменьшение массы выбросов
Сажа	34,1734	1,7087	32,4647
Диоксид азота	2,2782	0,1139	2,16429
Оксид углерода	284,7786	14,2389	270,5397
Метан	84,3621	4,2181	80,1440
Бензапирен	$9 \cdot 10^{-8}$	$0,45 \cdot 10^{-8}$	$8,55 \cdot 10^{-8}$

5.2 Расчет экономической эффективности внедрения блочной компрессорной станции

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации, не менее 95% ПНГ должно использоваться рационально, лишь 5% возможно сжигать на факелах [15]. В случае не исполнения данных норм недропользователь облагается штрафами, размеры которых ежегодно возрастают. Расчет экономической эффективности проекта по внедрению жидкостно–газового эжектора приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет экономической эффективности внедрения БКС

№ п/п	Наименование параметра	До модернизации	После модернизации
Исходные данные проекта			
1	Стоимость БКС, тыс. руб.	0	–200
2	Задвижки и клапаны, тыс. руб.	0	–95
3	Затраты на НИР, тыс. руб.	–500	0
4	Затраты на внедрение, тыс. руб.	0	–2200
Эколого–экономические показатели			
Годовой ущерб от выбросов вредных веществ, тыс.руб/год			
5	Сажа	1623,88	81,20
	Диоксид азота	136,18	6,81
	Оксид углерода	205,10	10,25
	Метан	12,15	0,61
	Бензапирен	0,21	0,01
	Итого	1977,52	98,88
6	Предотвращенный экологический ущерб от загрязнения, тыс. руб./год		1878,64
Показатели экономической эффективности			
7	Доход от получения дополнительной продукции (метан), тыс. руб./год		225,12
8	Налог на прибыль – 20% от п.6+п.7, тыс. руб./год	0	420,75
9	Балансовая стоимость ОПФ	0	2495

Для дальнейшего расчета структуру таблицы необходимо изменить, нумерация пунктов остается сквозной. Дальнейшие расчеты приведены в таблицах 5.3 и 5.4.

Таблица 5.3 – Расчет параметров экономической эффективности для первых четырех лет

№ п/п	Наименование параметра, тыс. руб.	После модернизации			
		1	2	3	4
10	Амортизация (25% в год от п. 9)	623,75	623,75	623,75	623,75
11	Остаточная стоимость на начало года	2495	1871,25	1247,5	623,75
12	Остаточная стоимость на конец года	1871,25	1247,5	623,75	0
13	Налог на имущество 2,2% от среднегодовой остаточной стоимости имущества (п.11+п.12)/2·0,022	48,02	34,30	20,58	6,86

Таблица 5.4 – Расчет и сравнение параметров экономической эффективности до и после модернизации

№ п/п	Наименование параметра	До модернизации	После модернизации			
			1	2	3	4
14	Суммарное сальдо (п.1+п.2+п.3+п.4+п.6+п.7 –п.8+п.10–п.13)	0	1	2	3	4
		–500	–226,76	2272,49	2286,1	2299,9
15	Коэффициент дисконтирования	1,12	1	0,893	0,797	0,712
16	Дисконтированный денежный поток (п.14·п.15)	–560	–226,76	2029,33	1822	1637,5
17	Накопленный дисконтированный денежный поток	–560	–786,76	1242,57	3064,6	4702,1

**Примечание: при расчете суммарного сальдо (п.14) до модернизации технологической схемы расходы равны сумме затрат на НИР; после*

модернизации сумма затрат на НИОКР ($n.1+n.2+n.3+n.4$) – учитывается только для первого года, в дальнейшем это значение равно нулю.

5.3 Оценка экономической эффективности внедрения блочной компрессорной станции

Для итоговой оценки экономической эффективности проекта необходимо, используя полученные в таблице 9 значения, рассчитать индекс экономической эффективности и индекс эффективности внедрения НИОКР.

Индекс экономической эффективности считается по формуле:

$$\text{ИЭ}_p = \frac{\mathcal{E}_и}{\sum_t (N_t + K_t) / (1+E)^{t-t_0}} + 1, \quad (5.1)$$

где $\mathcal{E}_и$ – интегральный эффект чистого дисконтированного дохода от проведения внедрения результатов НИОКР на различных стадиях оценки НИОКР;

N_t – затраты на проведение научной разработки в t -м году расчетного периода;

K_t – капитальные вложения, связанные с внедрением НИОКР;

E – норма дисконта, отражающая реальную доходность альтернативных и доступных направлений инвестирования.

Интегральный эффект чистого дисконтированного дохода:

$$\mathcal{E}_и = \sum_t^T \frac{V_t}{(1+E)^{t-t_0}}, \quad (5.2)$$

где V_t – прирост денежного потока Общества от внедрения результатов разработки в t -м году расчетного периода.

Индекс эффективности НИОКР применяется для ранжирования НИОКР и определяется по формуле:

$$\text{ИЭ}_н = \frac{\mathcal{E}_и}{\sum_t N_t / (1+E)^{t-t_0}}. \quad 5.2$$

Результаты расчетов отображены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Итоговая оценка экономической эффективности НИОКР

Индекс экономической эффективности $IЭ_n$, отн. ед.	9,3
Индекс эффективности внедрения $IЭ_p$, отн. ед.	2,5

Окупаемость проекта по внедрению БКС ННГ в технологическую схему УКПГ МММ нефтегазоконденсатного месторождения составляет два года.

Прибыль Общества увеличится за счет сокращения штрафных выплат и в результате реализации дополнительного сырья, полученного от сокращения количества газа, направляемого на сжигание на факеле.

Опираясь на факты, описанные ранее и полученные в ходе расчетного исследования значения индексов $IЭ_n$ и $IЭ_p$, можно заключить, что инвестирование средств в данный проект является экономически оправданным.

6 СОЦИЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данный проект ВКР посвящен разработке метода, позволяющего повысить эффективность подготовки газа на МММ нефтегазоконденсатном месторождении. В качестве технологического решения данной задачи предлагается турбодетандер – компрессорный агрегат. Рабочей зоной, в которой производится контроль технологического процесса подготовки газа, а также обслуживание технологического оборудования является помещение в блок – понтоне технологического модуля подготовки газа. Рассматриваемый вид работы производит оператор технологических установок (ТУ). Рабочая зона представляет собой одноэтажное помещение, в состав которого входят: несколько линий трубопроводов, последовательно подводящих природный газ к установкам, которые участвуют в подготовке газа. К этим установкам относятся: низкотемпературные сепараторы, рекуперативные теплообменники, разделители жидкости, дожимная компрессорная станция, турбодетандер – компрессорный агрегат. Помимо трубопроводов и установок в помещении также имеются: дверь, окна, шкаф с СИЗ, аптечка и огнетушитель. Помещение расположено на объекте «Участок комплексной подготовки газа» МММ нефтегазоконденсатного месторождения. Размеры помещения 50x100x10; площадь – 500м², объем – 5000 м³.

6.1 Производственная безопасность

При выполнении работ, связанных с контролем за технологическим процессом подготовки газа и обслуживании технологического оборудования могут возникать определенные вредные и опасные факторы. Таблица 6.1 отображает возможные вредные и опасные факторы, формирующиеся в ходе выполнения работы в сфере нефтегазовой промышленности [16].

Таблица 6.1 – Вредные и опасные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Отбор проб природного газа и газового конденсата; 2) Контроль давления потока газожидкостной смеси, находящегося в оборудовании; 3) Обслуживание оборудования, находящегося под давлением и под высокой и низкой температурой; 4) Обслуживание оборудования на значительной высоте относительно пола;	1. Воздействие вредного вещества на организм человека; 2. Превышение уровней шума; 3. Превышенный уровень вибрации; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Психофизиологические перегрузки; 6. Загазованность;	1.Пожароопасность и взрывоопасность; 2. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли (пола); 3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок и оборудования; 4. Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования, материалов;	ОСТ 39 –022–85 РД 34.21.122–87 ГОСТ 12.1.010–76 ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ ГОСТ 12.1.003–83. ГОСТ 17187–81 ГОСТ 12.1.029 ГОСТ 12.4.051 СНиП 23–05–95 ГОСТ Р 22.0.01–94

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

1) Воздействие вредного 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 .

Для данных малоопасных вредных веществ предъявляются следующие требования:

- ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны – более 10 мг/м
- Средняя смертельная доза при введении в желудок – более 5000 мг/кг
- Средняя смертельная доза при нанесении на кожу – более 2500 мг/кг
- Средняя смертельная концентрация в воздухе – более 50000 мг/куб

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.

Отбор газовых проб под давлением в условиях цеха необходимо производить через тройник, все сбрасываемые при этом газы должны отводиться на свечу или под тягу. Отобранные пробы газов транспортируют и хранят в пробоотборниках в вытяжных шкафах или хорошо вентилируемых помещениях.

К средствам индивидуальной защиты при взятии проб относятся: спецобувь, спецодежда, фильтрующий противогаз, перчатки, защитные очки [17].

2) Превышение уровней шума

Для данной рабочей зоны уровень звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц не должен превышать допустимых значений приведенных в таблице 6.2 [17].

Таблица 6.2 – 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;

Средства индивидуальной защиты по:

- Противошумные вкладыши;
- Противошумный шлем;
- Противошумные наушники [18];

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.

Нормирование осуществляется в зависимости от категории рабочих мест. Данные о нормах уровня вибрации регламентируются представлены в таблице 6.3 [17].

Условия труда оператора ТУ соответствуют категории вибрации 3 тип «а».

Таблица 6.3 — Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	$m \times c^{-2}$		дБ		$m \times c^{-2} \times 10^{-2}$		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	
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.

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» [19].

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) Психофизиологические перегрузки

Источник возникновения фактора: все виды работ, связанные с тяжёлым физическим трудом, выполнение травмо-, взрыво-, пожаро-, электро- и газоопасных работ (ответственность за безопасность людей).

Под физическими перегрузками в операторской деятельности понимают физическую, динамическую нагрузку, массу поднимаемого груза вручную, рабочую позу, наклоны корпуса, частота перемещения в пространстве.

Количественную оценку тяжести и напряженности трудового процесса следует проводить в соответствии с Руководством 2.2.2006–05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».

Комплексный анализ рабочего места в соответствии с таблицами показал, что деятельность оператора ТУ, работающий вахтовым методом по 12 часовой смене, относится к напряженному труду 1 степени и средней физической нагрузке.

б) Загазованность

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

Нижний концентрационный предел распространения пламени (воспламенения) (НКПР): Минимальное содержание горючего газа или пара в воздухе, при котором возможно возникновение пламени [20]. Для природного газа НКПР составляет 4,4% объемной концентрации в воздухе.

Для технологического помещения модуля определены величины устанавливаемого предела: минимальная – 0% от значения НКПР; максимальная – 50% от значения НКПР. Отслеживание загазованности производится при помощи датчиковой аппаратуры систем контроля загазованности.

При достижении загазованности 15% от значения НКПР срабатывает предупреждающая сигнализация.

При возникновении пожара применяются установки порошкового пожаротушения.

Для сохранения загазованности на допустимом уровне предусматривается система вентиляции, при достижении загазованности предельных значений – производится автоматическое включение аварийной вентиляции.

В качестве индивидуальных средств защиты от загазованности используются респираторы, фильтрующие противогазы.

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов 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 [17].

Для определения довзрывных концентраций (ДВК) газовой смеси помещения, блок–боксов, и блок–пунктов узла ввода шлейфов, технологического модуля подготовки газа, пункта хозрасчетного замера газа, установки редуцирования и замера газа на собственные нужды, установки смешения, травления и распределения метанола, блока выветривания газа, колонна отдувки оборудуются приборами контроля (сигнализаторами) до взрывных концентраций, заблокированными с аварийной вентиляцией.

Сигнализаторы до взрывной концентрации устанавливаются в соответствии с требованиями РД БТЗ9–0147171–003–88. При достижении содержания горючих газов в помещении 15 % нижнего концентрационного предела распространения (НКПР) автоматически включаются аварийные вентиляторы. При загазованности помещений до 15 % предусматриваются звуковая и световая сигнализации. При загазованности помещений свыше 20 % предусматривается остановка технологического процесса. Кроме этого, обслуживающий персонал МПГ осуществляет контроль воздушной среды переносными газоанализаторами вначале каждой смены в точках замера, согласно утвержденной карты–плана МПГ.

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.

В случае возникновения пожара на территории предприятия действия всех работников должны быть направлены на немедленное сообщение о нем в пожарную охрану, обеспечение безопасности людей и их эвакуации, а также тушение возникшего пожара. Для оповещения людей о пожаре должны использоваться тревожные или звуковые сигналы.

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

2) Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли

Часть работ, связанная с контролем технологического процесса и обслуживанием используемого оборудования производится на значительной высоте относительно поверхности земли и возникает риск падения работника или падения предметов на работника.

При необходимости проведения работ на высоте, работодатель в обязательном порядке обязан обеспечить всех работников средствами индивидуальной защиты, а также предусмотреть средства коллективной защиты рабочего места (сигнальные ограждения, предупреждающие таблички, защитные ограждения). Средства защиты индивидуальные : наколенники, налокотники, наплечники, ручные захваты, манипуляторы, предохранительные пояса, тросы.

3) 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 [18].

4) Повышенная или пониженная температура поверхности оборудования

При проведении работ постоянно приходится находиться в помещении с огромным количеством различного оборудования. Большая часть оборудования, которое регулярно необходимо обслуживать и контролировать правильность выполнения технологического процесса, 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) [17].

Коллективные средства защиты:

- Оградительные устройства;
- Защитные устройства;
- Знаки безопасности

Индивидуальные средства защиты [18]:

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

6.2 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 МММ, которое находится в Каргасокском районе Т 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 факела низкого давления.

При горении факела низкого давления в атмосферу выбрасывается сажа (С), диоксид азота (NO₂), оксид углерода (CO₂) и метан (CH₄). Эти вещества создают серьезные проблемы с точки зрения защиты окружающей среды, а сжигание метана ведет к неэффективному использованию товарного продукта.

Количество вредных выбросов непосредственно связано с режимом горения факела, следовательно, необходимо уменьшить расход газа, поступающего на факел, до значений, необходимых для поддержания режима его дежурного горения.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. №1148, не менее 95% попутного газа (ПГ) должно использоваться рационально, лишь 5% возможно сжигать на факелах . В случае не исполнения данных норм недропользователь облагается штрафами, размеры которых ежегодно возрастают [15].

Так или иначе при сжигании даже регламентированных количеств попутного газа происходит загрязнение атмосферы.

В качестве борьбы с загрязнением атмосферы в данной выпускной квалификационной работе предлагает внедрить в технологическую схему блочную компрессорную станцию (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, поступаемая 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 (таблица 6.4) .

Таблица 6.4 – Допустимое содержание примесей в воде

Вид коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л		
	нефти	Механических примесей	железа
Трещиноватый	25	30	2
Слаботрещиноватый	15	10	1
Пористый	1	2	0,5

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.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Природного

Рассматриваемая рабочая зона, как было сказано ранее, представляет из себя обособленное здание, которое располагается на участке земле 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 месторождение 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 и пожары. Их

возникновение связано с разгерметизацией фланцевых соединений; подсосом воздуха в факельные системы, с пробоями сальниковых соединений на задвижках; с переполнением, разрушением подземных емкостей, поломкой насосных агрегатов; подсосом воздуха в систему или его неполным удалением перед пуском, после остановки или ремонта; с выходом из строя приборов КИПиА, нарушением противопожарного режима, производственной и трудовой дисциплины .

Безопасная эксплуатация объекта в значительной мере обеспечивается надежностью оборудования. Необходим постоянный контроль за техническим и коррозионным состоянием арматуры, трубопроводов.

Необходимо проверять исправность запорной арматуры в соответствии с графиком, утвержденным в установленном порядке.

Ежесменное с периодичностью в 2 часа, необходимо осуществлять обход УКПГ, 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.

Емкостное оборудование выбрано на условное давление, превышающее рабочее, каждый аппарат оснащен предохранительными клапанами (рабочим и резервным).

Материальное исполнение оборудования соответствует климатическим условиям эксплуатации.

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.

Предусмотрено внутреннее и наружное антикоррозионное покрытие аппаратов. Толщина стенки аппаратов и трубопроводов выбрана с учетом прибавки на коррозию.

На основных потоках УКПГ установлены электроприводные задвижки, позволяющие отключать аварийные участки в короткий срок.

Системой автоматики предусмотрен контроль за соблюдением основных технологических параметров процесса, сигнализация о нарушениях.

Все проводимые работы в данной зоне должны быть организованы [17]. В процессе эксплуатации должен быть обеспечен своевременный планово–предупредительный ремонт всего оборудования.

Важную роль по предупреждению аварий играют меры по организации постоянного и тщательного надзора за исправностью арматуры, а также за своевременным и высококачественным проведением ревизии и ремонта.

Для предупреждения развития аварий проектом предусмотрен автоматический контроль, индикация и сигнализация предельных значений параметров, влияющих на безопасное ведение технологического процесса .

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1 Специальные

Вахтовый метод – форма проведения трудового процесса, когда человеку выполняющему свою работу не может быть обеспечено ежедневное возвращение на место постоянного проживания.

Работа вахтовым методом регламентирована главой 47 трудового кодекса Российской Федерации (ст. 297–302).

В период нахождения на объекте производства работники проживают в специально созданных работодателем вахтовых поселках. Вахтовый поселок данного месторождения представляет собой общежитие для временного обеспечения жизнедеятельности работников. Работодатель в обязательном порядке обеспечивает работника всеми необходимыми, для выполнения его должностных обязанностей СИЗ, спецодеждой и инструментом .

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы в федеральных государственных органах, федеральных государственных учреждениях устанавливаются нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в

районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, – 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней .

6.4.2 Организационные

Рабочее место должно обеспечивать возможность удобного выполнения работ в положении сидя или стоя или в положениях и сидя, и стоя. При выборе положения работающего необходимо учитывать:

Физическую тяжесть работ;

размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ;

технологические особенности процесса выполнения работ (требуемая точность действий, характер чередования по времени пассивного наблюдения и физических действий, необходимость ведения записей).

Рабочее место при выполнении работ в положении сидя и стоя должно соответствовать требованиям необходимым требованиям.

Уровни физических, химических и биологических опасных и вредных производственных факторов, генерируемых производственным оборудованием в рабочую зону, а также воздействующих на работающего при непосредственном контакте с элементами конструкции, должны соответствовать требованиям безопасности, установленным нормативно–технической документацией, утвержденной в установленном порядке

Конструкция производственного оборудования должна обеспечивать оптимальное распределение функций между человеком и производственным оборудованием с целью обеспечения безопасности, ограничения тяжести и напряженности труда, а также обеспечения

высокой эффективности функционирования системы «человек – производственное оборудование».

Конструкция всех элементов производственного оборудования, с которыми человек в процессе трудовой деятельности осуществляет непосредственный контакт, должна соответствовать его антропометрическим свойствам.

Конструкция производственного оборудования должна обеспечивать такие физические нагрузки работающего, при которых энергозатраты организма в течение рабочей смены не превышали бы 1046,7 кДж/ч (250 ккал/ч)

Производственное оборудование должно соответствовать требованиям технической эстетики.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в Т области для подготовки природного газа на УКПГ МММ газоконденсатного месторождения применяется технология низкотемпературной сепарации с использованием процесса дросселирования, которая в начальный период эксплуатации месторождения позволяет добиться высокой степени осушки газа. Преимуществом данной технологии являются относительно не высокие затраты на специальное оборудование и реагенты, низкая металло – и энергоёмкость. Но эффективность данной технологии снижается по мере истощения месторождения и уменьшения пластового давления.

Литературный обзор показал, что для оптимизации технологии подготовки газа путем низкотемпературной сепарации необходимо учитывать такие факторы как, объем добываемого газа, стадию разработки месторождения, масштаб и нужды промысла, географическое расположение месторождения, а также экономическую целесообразность внедрения той или иной технологии.

При текущей динамике изменения пластового давления на МММ газоконденсатном месторождении возникает проблема снижения перепада давления на дросселе, а так же низкий перепад давления для нормальной эксплуатации эжектора для утилизации низконапорного газа.

Анализируя конкретную ситуацию на УКПГ МММ газоконденсатного месторождения, для поддержания технологического режима низкотемпературной сепарации предложена оптимизация узла охлаждения газа с использованием турбодетандера – компрессорного агрегата, а для рационального использования газов дегазации рекомендовано внедрение в технологическую схему блочной компрессорной станции вместо действующих эжекторов для утилизации низконапорных газов.

В работе был проведен сравнительный расчет охлаждения газа за счет процессов дросселирования и детандирования при одинаковых входных

параметрах газа, который продемонстрировал эффективность внедрения турбодетандерно – компрессорного агрегата (ТДКА). Внедрение турбодетандерно – компрессорного агрегата позволит улучшить степень осушки газа по влаге и углеводородам, так как температура газа в конце процесса охлаждения понизилась с минус 16 °С до минус 36 °С. С понижением точки росы увеличилась степень выхода жидких углеводородов (нестабильного конденсата), что привело к увеличению объемов стабильного конденсата и пропан – бутановой фракции. Кроме того за счет внедрения в технологическую схему блочной компрессорной станции увеличили объем сухого газа на 50 тысяч м³/час.

Экономическая эффективность работы: сокращение штрафных выплат для недропользователя в размере 1,9 млн. руб. ежегодно, увеличение прибыли за счет продажи дополнительного сырья на 62,4 млн. руб. ежегодно. По расчетам окупаемость проекта составит два года.

Внедрение ТДКА на МММ газоконденсатном месторождении Т области в период компрессорной эксплуатации установки подготовки газа позволит обеспечивать заданный технологический режим на долгие годы. Внедрение БКС позволит уменьшить количество вредных выбросов в атмосферу, уменьшить штрафные платежи для недропользователя, а также позволит полезно использовать газ, который не будет сожжен на факеле.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Труды Томскгазпрома : научно-технический сборник. Вып. 1 / Томскгазпром. — Томск: СТТ, 1999. — 144 с.
2. Особенности строения продуктивных юрских отложений Мыльджинского газоконденсатнонефтяного месторождения : Отчет о НИР : Тема 2-38/96 / Томский политехнический университет.
3. Технологический регламент. Участок комплексной подготовки газа МММ нефтегазоконденсатного месторождения, 525 с.
4. СТО Газпром 089–2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам.
5. СТО Томскгазпром 002–2009 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии.
6. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов / М.А. Берлин, В. Г. Гореченков, В. П. Капралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – 520 с.: ил.
7. Жданова Н. В., Халиф А. Л. Осушка углеводородных газов – М.: Химия, 1994 – 192 с., ил.
8. М. А. Берлин, В. Г. Гореченков, Н. П. Волков Переработка нефтяных и природных газов. – М.: Химия, 1991 г. – 472 с., ил.
9. Колокольцев С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – М.: Ленанд, 2015. – 600 с.
10. Л. В. Шишмина, О. В. Носова Методические указания. Расчет процессов и аппаратов сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин.
11. 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.

12. 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.
13. Калекин, Вячеслав Степанович. Основы холодильной техники в химической технологии : учебное пособие для вузов / В. С. Калекин, В. В. Калекин; Омский государственный технический университет (ОмГТУ). — Омск: Изд-во ОмГТУ, 2007. — 129 с.: ил.: 21 см.. — Библиогр.: с. 126-127.
14. СТО Газпром РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративные правила оценки эффективности НИОКР».
15. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа.
16. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ - Опасные и вредные факторы. Классификация.
17. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное.
18. ГОСТ 12.4.011-89 – Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
19. СНиП 23-05-95 – Естественное и искусственное освещение.
20. СНиП 41-01-2003 – Отопление, вентиляция, кондиционирование.