

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

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

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>Оценка эффективности технологий восстановления продуктивности скважин на поздней стадии разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения</b> УДК 622.276.6.013.364.3(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Кондратьев Дмитрий Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования Магистратура  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: \_\_\_\_\_

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.04.19	<i>Теоретическая часть работы + анализ технологических решений</i>	25
05.05.19	<i>Подбор технологий эксплуатации самодеваливующихся газовых скважин Ямбургского месторождения и проведение расчетов</i>	50
20.05.19	<i>Написание разделов финансовый менеджмент, социальная ответственность. Перевод на раздела на английский язык</i>	25

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н		

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Кондратьеву Дмитрию Алексеевичу

Тема работы:

Оценка эффективности технологий восстановления продуктивности скважин на поздней стадии разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1643/с от 01.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2019 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Научная и учебная литература, годовые отчеты и внутренние руководящие документы нефтегазовых компаний, нормативно-правовая база по разработке месторождений нефти и газа.</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области.</li> <li>2. Анализ различных технологических решений для повышения газоотдачи и подбор вариантов для применения на скважинах Ямбургского месторождения.</li> <li>3. Финансовый менеджмент.</li> <li>4. Социальная ответственность.</li> <li>5. Выводы по работе.</li> </ol>
--	--

<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><i>Таблицы:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристика и компонентный состав сеноманского газа.</li> <li>2. Техническая характеристика модульной компрессорной установки.</li> <li>3. Результаты гидравлических расчетов.</li> </ol> <p><i>Рисунки:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Типовая схема скважины с концентрической лифтовой колонной.</li> <li>2. Типовая схема обвязки устья скважины.</li> <li>3. Типовая схема модульной компрессорной установки.</li> </ol>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Романюк Вера Борисовна доцент, к.э.н.
<b>Социальная ответственность</b>	Черемискина Мария Сергеевна ассистент

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

Аналитический обзор технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Кондратьев Дмитрий Алексеевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 119 с., 4 рис., 22 табл., 45 источника, 4 прил.

Ключевые слова: Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение, выработка запасов, разработка, обводненность, эксплуатация, модульная компрессорная установка, концентрическая лифтовая колонна.

Объектом исследования являются технологические процессы интенсификации добычи газа.

Цель работы – анализ и оценка эффективности технологий восстановления продуктивности скважин на поздней стадии разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Задачи:

1. Исследование геолого-физических характеристик Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения;
2. Анализ состояния фонда эксплуатационных газовых скважин месторождений Ямбургского месторождения, находящихся на поздней стадии разработки;
3. Анализ эффективности технологий, применяемых при разработке для восстановления продуктивности газовых скважин;
4. Подбор метода для повышения производительности и продления срока эксплуатации газовых скважин Ямбургского месторождения;
5. Технико-экономическое обоснование применения модульной компрессорной установки.

В процессе исследования проводился анализ и подбор различных технологических решений для восстановления продуктивности самозадавливающихся газовых скважин Ямбургского месторождения.

В результате было подобрано техническое решение, повышающее эффективность и обеспечивающее безопасность работ при разработке газовых скважин на поздней стадии

Область применения: скважины, находящиеся на поздней стадии разработки.

Экономическая эффективность/значимость работы: разработанные рекомендации позволят применять новые методы решения проблемы самозадавливания скважин, которые позволят повысить их продуктивность и срок эксплуатации.

Научная новизна: предложен метод компримирования газа с помощью модульной компрессорной установки, который в условиях падающей добычи и накопления жидкости в скважинах позволяет обеспечить стабильную работу газовых скважин.

Практическая значимость (защищаемое положение): На основе проведенных гидравлических расчетов доказано, что метод с использованием модульной компрессорной установки продлевает срок эксплуатации скважин и существенно увеличивает отборы газа.

## **Обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В настоящей работе использованы следующие сокращения:

АВО – аппарат воздушного охлаждения

ГПА – газоперекачивающий агрегат

ДКС – дожимная компрессорная станция

КЛК – концентрическая лифтовая колонна

КГС – куст газовых скважин

МКП – межколонное пространство

МКУ – модульная компрессорная установка

НКТ – насосно-компрессорные трубы

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

УОГ – установка очистки газа

ФА – фонтанная арматура

ЦЛК – центральная лифтовая колонна

ЯНГКМ – ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение



## Оглавление

Введение .....	11
Глава 1. Аналитический обзор технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин .....	13
1.1 Анализ существующих технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин .....	13
1.2 Результаты проведенного исследования .....	23
Глава 2. Геолого-промысловая характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения .....	27
2.1 Общие сведения о месторождении .....	27
2.2 Геологический разрез продуктивных отложений .....	30
2.2 Характеристика газовых залежей .....	32
Глава 3. Анализ технологии компримирования газа с помощью модульной компрессорной установки .....	44
3.1 Техническое описание модульной компрессорной установки .....	44
3.1.1 Назначение и состав технологических объектов .....	44
3.1.2 Технологический процесс компримирования газа .....	45
3.2 Подбор оптимального типа привода компрессора .....	47
3.3 Технологические показатели разработки и состав газа .....	50
3.4 Технологический расчет и оценка эффективности модульной компрессорной установки .....	52
Глава 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	57
4.1 Анализ экономической эффективности технического решения .....	57
4.1.1 Расчет эксплуатационных расходов .....	58
4.1.2 Расчет и обоснование экономической эффективности .....	62
4.2 Потенциальные потребители результатов исследования .....	63
4.3 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	64

4.4	Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	65
4.5	Планирование научно-исследовательских работ	66
4.6	Определение ресурсоэффективности проекта	75
Глава 5. Социальная ответственность		81
5.1	Профессиональная социальная безопасность	81
5.1.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды	82
5.1.2	Обоснование мероприятий по защите от действия вредных и опасных факторов	83
5.2	Экологическая безопасность	84
5.2.1	Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	84
5.2.2	Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	85
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
5.3.1	Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении и эксплуатации объекта исследований	87
5.3.2	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	88
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
5.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	90
5.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	92
Заключение		94
Список публикаций студента		96
Список использованных источников		97
Приложение А		102
Приложение В		117
Приложение С		118
Приложение D		119

## **Введение**

Повышение степени извлечения газа и газового конденсата из недр – одна из важнейших проблем в области рациональной разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Анализ разработки месторождений показывает, что газоотдача продуктивных пластов при существующих методах разработки составляет от 50 % до 90 %. Кроме природных, имеется много факторов, существенно влияющих на газоотдачу. Особенно остро эта проблема стоит при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений.

Немаловажное значение для решения задачи обеспечения нужного уровня добычи газа имеет поддержание эксплуатационного фонда скважин в рабочем состоянии. При этом особое внимание уделяется совершенствованию технологии повышения и восстановления производительности скважин, в том числе: своевременное удаление жидкости из ствола скважин, интенсификация притока углеводородных флюидов, ликвидация водопритоков и т.д.

Особые трудности возникают при проведении работ на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки. На этой стадии эксплуатации газовых скважин имеет место интенсивное накопление пластовой жидкости на забое, что при определенных условиях приводит к глушению продуктивного пласта и прекращению процесса добычи газа.

На начальной стадии эксплуатации и при сравнительно небольших объемах поступающей жидкости, ее вынос из скважины осуществляется за счет высокой скорости лифтирования газа.

В последующем, при отработке месторождения и снижении пластового давления, наблюдается увеличение объемов поступления пластовой жидкости и постепенное накопление ее на забое скважины. Для предотвращения этих негативных явлений приходится в процессе эксплуатации корректировать технологический режим, что приводит к уменьшению объема добычи газа.

Современное состояние разработки сеноманских газовых залежей ЯНГКМ также характеризуется падением добычи газа и активным внедрением пластовой воды в залежь. Поддержание производительности скважин, предупреждение накопления жидкости на забое и разработка технологий ее своевременного удаления является **актуальной задачей**.

**Цель работы:** анализ и оценка эффективности технологий восстановления продуктивности скважин на поздней стадии разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

**Основные задачи работы:**

- Исследование геолого-физических характеристик Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения;
- Анализ состояния фонда эксплуатационных газовых скважин месторождений Ямбургского месторождения, находящихся на поздней стадии разработки;
- Анализ эффективности технологий, применяемых при разработке для восстановления продуктивности газовых скважин;
- Подбор метода для повышения производительности и продления срока эксплуатации газовых скважин Ямбургского месторождения;
- Технико-экономическое обоснование применения модульной компрессорной установки.

**Объектом исследования** являются технологические процессы интенсификации добычи газа.

**Предметом исследования** являются технологии для повышения продуктивности скважин, находящихся на поздней стадии разработки.

**Методы исследования** – изучение и сравнительный анализ различных физических и физико-химических методов для оптимизации работы газовых скважин.

# **1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ САМОЗАДАВЛИВАЮЩИХСЯ СКВАЖИН**

## **1.1 Анализ существующих технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин**

В настоящее время становятся актуальными проблемы, которые возникают и в ближайшее время станут более острыми, при дальнейшей эксплуатации сеноманской газовой залежи, такие как [20]:

- обводнение скважин пластовой водой;
- накопление жидкости в системе сбора продукции;
- самозадавливание скважин вследствие накопления жидкости на забое и в стволе скважин при низких дебитах газа;
- разрушение пласта-коллектора;
- образование песчаных пробок.

Стабильную работу газовых скважин можно обеспечить различными физическими и физико-химическими методами. Для предотвращения самозадавливания скважин водой применяется множество геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение скорости газа в насосно-компрессорных трубах (НКТ), ограничение притока подошвенной воды, очистка забоя скважины от песчаных пробок, уменьшающих её дебит, а именно [6]:

- периодическая продувка скважины с выпуском газожидкостной смеси в атмосферу;
- применение концентрического лифта;
- обработка призабойной зоны пласта жидкими или твердыми поверхностно-активными веществами (ПАВ);
- применение плунжерного лифта;
- замена НКТ на трубы меньшего диаметра
- применение модульных компрессорных установок.

## **Периодическая продувка скважины газом**

Одним из наиболее распространенных методов восстановления режима работы самозадавливающихся скважин является продувка стволов скважин на факельную установку [1]. В результате возрастает скорость потока в лифтовых трубах и обеспечивается вынос жидкости из ствола скважины.

Продувка скважины происходит путем поступления газа высокого давления с выхода ДКС через промысловый шлейф в затрубное пространство скважины. В результате суммарный расход газа, поступающего на забой скважины из пласта и через затрубное пространство с устья, становится выше критического и происходит вынос жидкости из скважины. Продукция скважины подается в ГСС. Расход газа, поступающего в затрубное пространство одной скважины (дебит закачки) регулируется с помощью углового штуцера в пределах до 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Продувка ствола скважин - наиболее простой способ с точки зрения используемой техники, оборудования и материалов мероприятием. Однако продувка обладает массой недостатков, такими как [6]:

- кратковременное увеличение депрессии на пласт;
- безвозвратные потери газа в атмосфере;
- вред окружающей среде;
- резкое снижение забойного давления, приводящее к опасности разрушения коллектора и подтягиванию подошвенной воды.

## **Установка концентрических лифтовых колонн**

Установка на скважине системы КЛК обеспечивает эксплуатацию скважин по совместному пространству двух лифтовых колонн большего и меньшего диаметра с дебитом выше, чем при замене НКТ на меньший диаметр.

Основной задачей технологии эксплуатации скважин по КЛК является вынос жидкости и механических примесей с забоев скважин за счет повышения скорости потока газа в НКТ [26]. Технология оптимизирует режим эксплуатации обводняющихся скважин посредством автоматического

поддержания в ЦЛК значения дебита газа, превышающего на 10–20 % минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости по ЦЛК. Поддержание заданного значения дебита (для текущего пластового давления) осуществляют путем непрерывного контроля дебита газа на пути потока газа из ЦЛК и изменением отбора газа из ОЛК при изменении давления на устье скважины.

Газ, поступивший из пласта, на забое разделяется на два потока: по ЦЛК и основной ЛК (по МКП), концентрически размещенными одна в другой и сообщающимися на забое между собой. Потoki газа после подъема к устью скважины соединяются и поступают в один газосборный коллектор [30].

На линии соединительного трубопровода из МКП устанавливают регулирующий клапан. С помощью УК постоянно поддерживают необходимое значение дебита газа по ЦЛК, обеспечивающее вынос жидкости с забоя скважины, за счет уменьшения дебита газа по ОЛК.

При скоплении жидкости в стволе скважины регулирующий клапан МКП временно частично перекрывают, обеспечивая увеличение дебита газа по ЦЛК до величины, достаточной для удаления жидкости.

Диаметр ЦЛК выбирают таким образом, чтобы удаление жидкости происходило достаточно быстро и большую часть времени скважина работала по двум каналам с высоким дебитом.

Типовая схема скважины с КЛК представлена на рисунке 1. Рекомендуемая технология эксплуатации самозадавливающихся скважин с системой ЦЛК предусматривает применение:

- подземного оборудования скважины, включающим гибкую сталеполимерную трубу, трехпозиционный клапан-отсекатель, воронку;
- наземного оборудования, включающим фонтанную арматуру и автоматизированный управляющий комплекс в случае его установки.

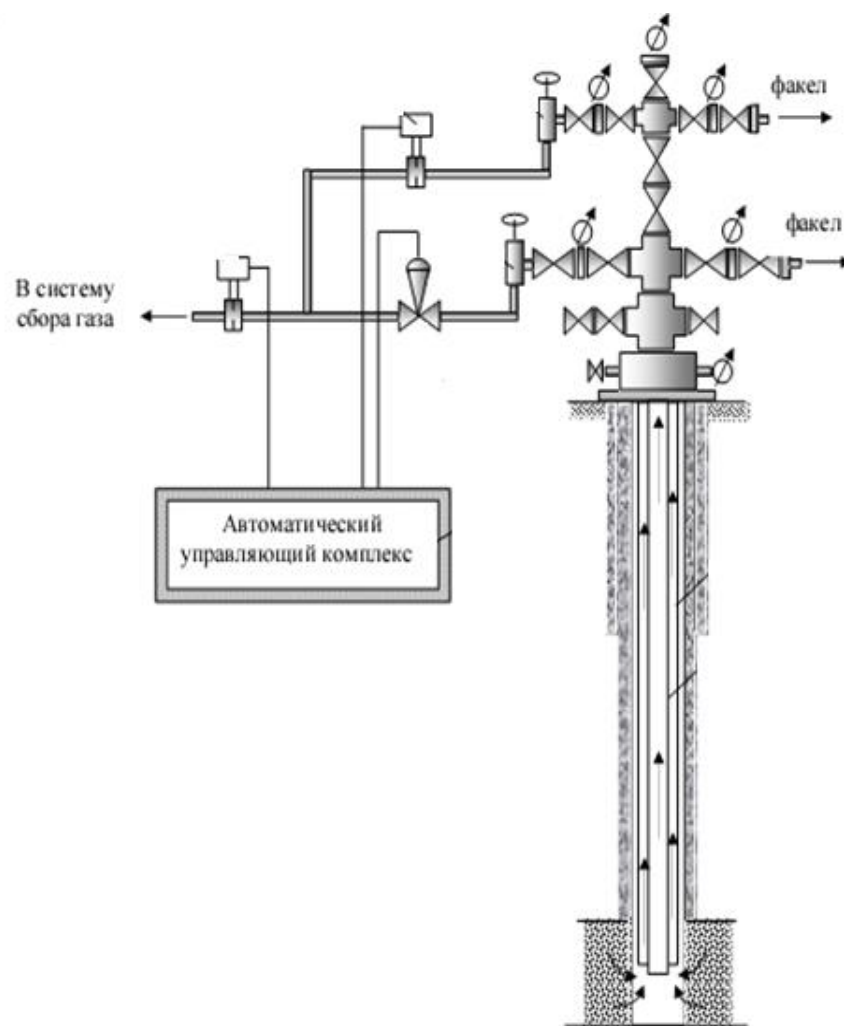


Рисунок 1 – Типовая схема скважины с концентрической лифтовой колонной

Преимущества и недостатки технологии:

- сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу;
- большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами;
- увеличение дебита за счет постоянного выноса жидкости и тем самым уменьшения фильтрационных сопротивлений на забое скважины;
- снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколонного пространства для обеспечения выноса жидкости по центральной лифтовой колонне.



## Применение поверхностно-активных веществ

При эксплуатации сеноманских газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождения отмечаются скважины, на которых происходит периодическое снижение дебита, произвольное задавливание, вплоть до полной остановки (по причине недостаточной скорости потока газа в эксплуатационной колонне и ЛК). Для предотвращения самозадавливания применяются пенообразователи (ПАВ) [14].

ПАВ представляют собой соединения, которые снижают поверхностное натяжение на границе раздела твердой или жидкой фазы вследствие его положительной адсорбции на поверхности. Вследствие снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз размер капель воды в среде нефти уменьшается в несколько раз, при этом мелкие капли воды вытесняются из пласта в скважину значительно быстрее и с меньшей затратой внешней энергии, чем крупной. Следовательно, со снижением межфазного натяжения на границе нефть - вода увеличивается скорость и полнота вытеснения воды нефтью из призабойной зоны.

Составы ТПАВ представляют собой стержни цилиндрической формы диаметром до 40 мм, длиной до 500 мм, масса одного стержня составляет порядка 0,5 кг. В составе стержня ТПАВ, как правило, применяется синтанол ОС-20 (80-85%) и лаурилсульфат натрия (15-20%) с общей концентрацией 0,5 % к объему удаляемой жидкости (5 кг на 1 м<sup>3</sup>):

Обработка скважины ПАВ проходит в два этапа:

- первичная (ударная) обработка;
- последующие периодические обработки.

Первичная обработка проводится для удаления столба жидкости и определения периода дальнейшего ввода ПАВ. Для данной обработки, в среднем, необходимо 12÷15 кг ТПАВ. Для воздействия ПАВ выдерживается время не менее 4-5 часов с контролем устьевых давлений и температур. После этого осуществляется пуск скважины. Схема обвязки устья скважины при обработке ПАВ представлена на рисунке 2.

Работы по вводу ПАВ проводят в следующей последовательности [13]. Открывается шаровый кран 25 и в лубрикатор укладывается стержень ТПАВ, после чего он закрывается и открывается шаровый кран 26. После сброса ТПАВ в скважину закрывается шаровый кран 26 и выпускается давление в лубрикаторе 24 через вентиль 27. Процесс повторяется до полного расхода ТПАВ. После окончания процесса закрывается буферная задвижка 1. Скважина оставляется в закрытом состоянии на 1 ч с целью доставки стержней ТПАВ на забой скважин и обеспечения их растворения в скважинной жидкости.

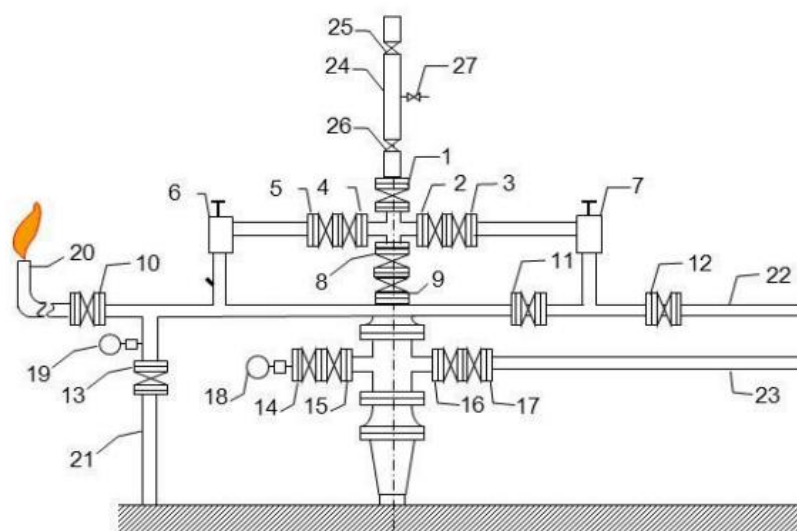


Рисунок 2 – Типовая схема обвязки устья скважины при обработке твердыми поверхностно-активными веществами:

1 – буферная задвижка; 2,3,4,5,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17 – задвижки; 6,7 – угловые регулируемые штуцеры; 18,19 – манометры; 20 – факельная линия; 21 – шлейф; 22,23 – задавочные линии; 24 – лубрикатор для ввода твердых поверхностно-активных веществ; 25,26 – шаровые краны; 27 – вентиль

Периодическая обработка проводится с целью дальнейшего предотвращения накопления жидкости в стволе скважины.

Для периодической подачи ТПАВ в скважину в качестве основного оборудования используется лубрикатор. Лубрикатор устанавливается на буферную задвижку 1 и при регулярном вводе в скважину ТПАВ не демонтируется.

## Применение плунжерного лифта

Плунжерный лифт используется для подъема жидкости из скважины за счет энергии газа, находящегося под давлением, которое является разновидностью периодического газлифта с использованием плунжера и используется для удаления жидкости из газовой скважины [2].

Установка плунжерного лифта состоит из оборудования, монтируемого на поверхности, подземного оборудования и плунжера. Плунжер — основной рабочий элемент. В зависимости от дебита скважины по газу и притока жидкости к забою используются плунжеры:

- самоуплотняющийся;
- типа «летающий клапан»;
- постоянного наружного диаметра;
- комбинированный, предназначенный для скважин с разноразмерной колонной насосно-компрессорных труб.

Для извлечения жидкости из скважины плунжер устанавливается в имеющиеся насосно-компрессорные трубы. Плунжер с открытым клапан спускается вниз и закрывается при ударе о нижний ограничитель. Затем под клапаном растёт давление до тех пор, пока он вместе с жидкостью не начнет подниматься. После вода вместе с газом уходит в сборный коллектор. Клапан, ударяясь о верхний ограничитель, открывается и цикл повторяется [3].

Преимущества и недостатки технологии:

- сокращение количества продувок скважин с выпуском газа в атмосферу;
- установка оборудования плунжерного лифта проводится без глушения скважины и продолжается не более 30 минут;
- низкая стоимость оборудования;
- большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами.

## **Замена насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра**

Другим способом поддержания необходимой скорости газожидкостного потока для выноса скапливающейся на забое конденсационной воды является замена НКТ на трубы меньшего диаметра. Такая замена позволяет увеличить скорость подъема продукции скважин при тех же депрессиях на пласт, что обеспечивает вынос капель жидкости, скапливающихся на забое, потоком газа [19].

На самозадавливающихся скважинах Ямбургского месторождения замена НКТ предусматривается в случае необходимости глушения скважины для проведения водоизоляционных работ, связанных с внедрением пластовой воды, необходимости извлечения пакера, а также в результате изменений, связанных с коррозионными и эрозионными процессами.

Краткий план работ по техническому перевооружению скважин заменой НКТ выглядит следующим образом [31]:

- на скважину завозятся материалы, необходимые для проведения работ;
- проводится монтаж и расстановка оборудования и специальной техники;
- готовятся технологические растворы (блокирующий раствор, жидкость глушения);
- заглушается скважина;
- монтируется передвижная подъемная установка, демонтируется устьевое оборудование, производится обвязка устья и опрессовка приустьевой части скважины через выкидные линии ПВО;
- извлекается ЛК из скважины;
- свинчиваются секции КПО с испытанием на герметичность в собранном виде;
- проводится шаблонирование эксплуатационной колонны до места установки пакера;

- спускается КПО (спуск КПО в скважину производить со скоростью не более 0,45 м/с);
- демонтируется ПВО, монтируется елка фонтанной арматуры, проводится опрессовка фонтанной арматуры;
- проводится работа по вызову притока и освоению скважины;
- демонтируется передвижная подъемная установка и установленное оборудование.

Это позволяет лишь на некоторое время обеспечивать скорость, достаточную для непрерывного выноса жидкости и стабилизации дебитов. Замена НКТ всегда сопровождается снижением дебита скважин. Проводимые ранее анализы замены труб ЛК на трубы меньшего диаметра на сеноманских залежах Надым-Пур-Газовского региона показали относительную эффективность меры только на скважинах, работающих с дебитами газа, значительно меньшими критического – на 30-80%.

В заключение можно отметить, что замена лифтовых труб является достаточно эффективным средством борьбы с выходом скважин из устойчивого режима работы. Однако выводы об итогах и целесообразности замены труб можно сделать только после продолжительной эксплуатации.

Среди недостатков традиционной замены НКТ можно отметить:

- глушение скважин, и как следствие, кольматация ПЗП, увеличение скин-фактора, насыщение технологическими жидкостями;
- затраты на отбраковку, транспортирование и утилизацию ЛК;
- снижение дебита скважины при уменьшении диаметра ЛК вследствие потерь на трение при прочих равных условиях;
- увеличение продолжительности работ при извлечении ЛК оборудованных пакером, увеличение вероятности аварийно-восстановительных работ, поглощения технологических жидкостей;
- увеличение скорости газожидкостного потока в скважине на непродолжительный срок по сравнению со сроком разработки месторождения.

## Применение модульной компрессорной установки

В настоящее время сеноманское газовое месторождение находится на завершающей стадии разработки и эксплуатируется в режиме падающей добычи газа. Снижение объемов добычи газа отрицательно сказывается на эффективности работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) ДКС и вызывает необходимость их реконструкции.

Одним из вариантов, позволяющим поддержать давление на входе в ДКС на существующем уровне (не менее 1 МПа), является установка в системе сбора газа модульных компрессорных установок [17].

Модульная компрессорная установка (Приложение В) предназначена для компримирования газа, поступающего со скважины, подачи его в надземный газопровод-шлейф и далее на установку комплексной подготовки газа.

Компримирование газа осуществляется в одну ступень сжатия на винтовом компрессорном агрегате.

Для обеспечения эффективной очистки пластового газа в составе МКУ предусматривается система защиты от залповых выбросов, отделения от газа пластовой жидкости и механических примесей. Схема очистки пластового газа предусматривается двухступенчатая: первая ступень – динамическая, вторая – фильтрующая. Очистка предусматривается в сепараторе-пробкоуловителе первой ступени, сепараторе второй ступени и с помощью фильтра. Динамическая ступень состоит из четырех элементов, допускающих поочередное отключение для сохранения оптимальных скоростей газа при изменении расхода. Фильтрующие элементы изготавливаются из материала с толщиной очистки 10 мкм.

Увеличение объемов добычи газа достигается увеличением отборов из истощенных скважин при подключении МКУ к ГСС. Это позволяет увеличить пропускную способность шлейфов, снизить устьевые давления и, как следствие, увеличить дебиты скважин.

Наряду с увеличением объемов добычи газа применение МКУ обладает рядом таких технологических преимуществ, как:

- снижение негативных последствий накопления жидкости в промышленных системах сбора газа и, как следствие, улучшение условий работы скважин;
- снижение гидродинамических потерь в промышленных трубопроводах за счет увеличения уровня эксплуатационных давлений;
- более гибкое регулирование режимов работы ДКС, что позволит обеспечивать условия эффективной загрузки газоперекачивающих агрегатов (ГПА);
- возможность управления разработкой отдельных зон газовой залежи и рационального использования энергии пластового давления.

## **1.2 Результаты проведенного исследования**

Все вышеперечисленные технологические методы решают главную проблему при эксплуатации скважин на поздней стадии разработки, а именно проблему самозадавливания скважин вследствие накопления жидкости в скважине. Но не все эти способы возможно применять повсеместно. На основе анализа предложенных технологических методов разработаны рекомендации по их применению.

### **Периодическая продувка скважины газом**

Данный метод является наиболее простым и экономичным, поскольку для него не требуется установка дорогостоящего оборудования. Однако при продувке происходит снижение забойного давления, что может привести к разрушению коллектора. Также неизбежны технологические потери газа в атмосферу, что может нанести вред окружающей среде.

Периодическая продувка затрубного пространства скважины сухим газом рекомендуется для скважин, оборудованных парными шлейфами и не осложненных интенсивным обводнением и пескообразованием. Температура газа должна быть достаточной для того, чтобы обеспечивать безгидратный режим эксплуатации скважин.

## **Применение концентрического лифта**

На Ямбургском месторождении, находящимся на завершающей стадии разработки, оснащение скважин КЛК является в настоящее время одним из наиболее предпочтительных технико-технологических решений для эксплуатации низконапорных скважин, выбывающих в бездействие из-за накопления жидкости на забое. Проведение работ без глушения скважин позволит уменьшить сметную стоимость работ, а также позволит избежать негативного влияния технологических жидкостей на ФЕС скважины.

В условиях заключительного этапа разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения устьевое, подземное и вспомогательное оборудование для спуска и обвязки КЛК должно обеспечивать оптимальный режим эксплуатации обводняющихся скважин посредством поддержания заданного значения дебита, необходимого для выноса конденсационной жидкости и механических примесей с забоя, тем самым предотвращая возможную остановку скважин вследствие накопления столба жидкости.

Их недостатков данного метода стоит выделить:

- большой объем работ по обслуживанию;
- снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколонного пространства для обеспечения выноса жидкости по центральной лифтовой колонне.

## **Применение поверхностно-активных веществ**

Использование ПАВ является традиционным способом удаления жидкости из ствола скважины, применяемым на многих газовых месторождениях с целью повышения производительности скважин. Данный метод является простым и не требует установки дорогостоящего оборудования. Однако при массовом применении ПАВ возможно образование устойчивых пеноэмульсий, что может повлечь за собой общее снижение качества промысловой подготовки газа и дополнительную нагрузку на компрессорные установки.



Поэтому обработку скважины составами ПАВ рекомендуется применять при отсутствии экономической целесообразности других перечисленных технологий.

### **Применение плунжерного лифта**

Установка плунжера в лифтовой колонне целесообразна при образовании больших объемов конденсационной воды. Данная установка может значительно продлить срок эксплуатации скважины. Из преимуществ также стоит выделить низкую стоимость оборудования и относительно быструю установку, которая проходит без глушения скважины.

Однако данная технология не получила массового распространения ввиду периодически повторяющихся сбоев в работе и постепенного разрушения оборудования вследствие больших ударных нагрузок. Также данное оборудование невозможно использовать в скважинах с сужением, овальностью и несоосностью элементов подъемника. Ввиду этого, использование данного метода не рекомендуется.

### **Замена насосно-компрессорных труб на трубы меньшего диаметра**

Данная технология широко применяется в мире и в случае успешно проведенной операции приводит к увеличению газоотдачи.

Однако замена НКТ – очень дорогостоящая операция. Также из-за необходимости глушения скважины происходит значительная потеря давления в лифтовой колонне, в результате чего происходят значительные потери в дебите скважины.

Более эффективна в данном случае установка концентрических лифтовых колонн, так как не требует глушения скважины, что играет большую роль в условиях завершающей стадии разработки и при низких пластовых давлениях. Поэтому замена НКТ рекомендуется только на скважинах, работающих с дебитами газа, значительно меньше критического – на 30-80%.

### **Применение модульной компрессорной установки**

Установка МКУ на кустах газовых скважин как технологическое решение обладает комплексом преимуществ, позволяющих эффективно бороться с

рядом геолого-технологических проблем, возникающих при разработке газовых залежей, в особенности на завершающем этапе, характеризуемом падением добычи газа, снижением энергетического потенциала пласта и активным внедрением подстилающей воды. К их числу можно отнести:

- существенное увеличение отборов газа за счет дополнительного компримирования газа на КГС, позволяющего снизить устьевое давление скважин;
- продление срока работы скважин;
- сокращение капитальных затрат на реконструкции скважин, газосборной сети;
- возможность предварительной осушки и очистки газа на КГС перед подачей в шлейф;
- эффективная профилактика самозадавливания скважин, вызванного низкими скоростями течения газа, не способными выносить конденсационную жидкость;
- снижение выноса механических примесей (за счет удаления конденсационной жидкости, под действием которой происходит набухание глинистых составляющих породы, и как результат, снижение скрепляющих свойств);
- более интенсивная отработка запасов пласта перед внедрением воды в данную область.

Действие всех вышеперечисленных методов направлено, в первую очередь, на интенсификацию добычи при обводнении и не способствует приросту накопленной добычи газа.

Продление срока эксплуатации скважин за счёт снижения устьевого давления является более сложной и затратной задачей. Тем не менее, компримирование газа с помощью модульной компрессорной установки, позволяющее увеличить добычу на завершающей стадии работы скважины, может дать положительный экономический эффект.

## **2. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Общие сведения о месторождении**

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Тазовского полуострова на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рисунок 3).

Населенным пунктом является вахтовый п. Ямбург, построенный с целью размещения персонала для обустройства и разработки Ямбургского НГКМ.

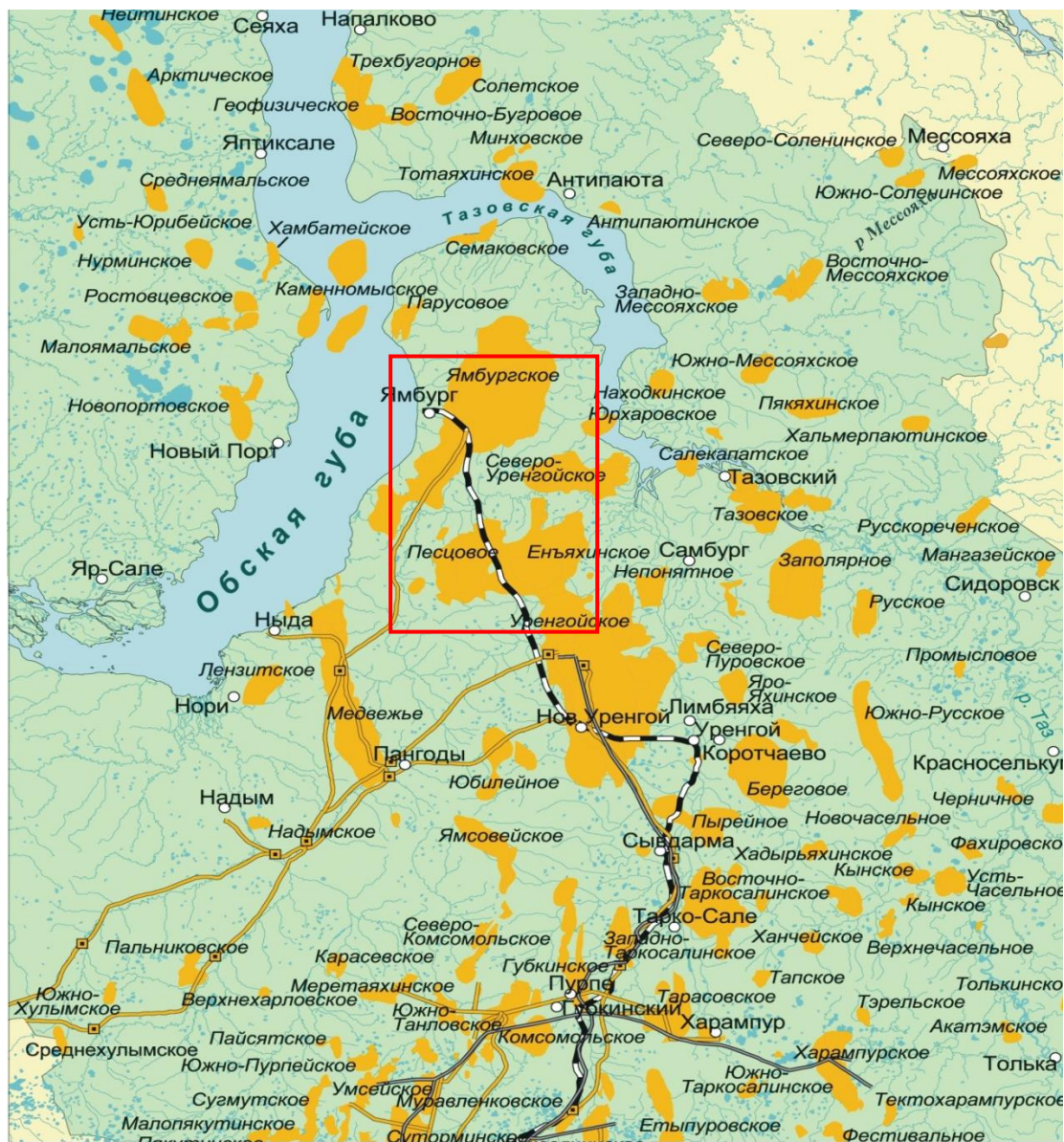
Районный центр п. Тазовский расположен в 120-140 км к юго-востоку от Ямбургского НГКМ. Расстояние от райцентра (по прямой) до Салехарда составляет 520 км, до Тюмени - 1300 км. Города Новый Уренгой и Надым находятся, соответственно, в 225 км южнее и в 285 км юго-западнее месторождения. Остальные населенные пункты расположены по берегам Обской (п.п. Ныда, Нумги) и Тазовской (п.п. Тазовский, Находка, Антипаюта) губ.

Территория месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину с широкой развитой сетью рек и ручьев. Для нее характерны интенсивная заозерность и заболоченность, повсеместное распространение многолетнемерзлых пород мощностью 300-400 м.

В литологическом отношении на площадках строительства присутствуют песчаные с прослойками супеси и суглинистые грунты. Мощность сезонного оттаивания грунтов до 1,0 м. Среднегодовые температуры грунтов на глубине 10 м составляют от минус 20 °С до минус 3,5 °С. Песчаные грунты - слабозасолённые.

Район месторождения находится на границе субарктического и умеренного климатических поясов. Для данного района характерно суровая продолжительная зима и сравнительно короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха минус 9,3 °С, наиболее холодные месяцы года - январь, февраль; наиболее теплый месяц - июль. Минимум температур

достигает минус 58 °С, максимум - плюс 32 °С. Наблюдаются резкие колебания температуры в течении суток. Средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 45 °С. Средняя температура наиболее холодных суток - минус 49 °С.



Условные обозначения:

- |  |  |
|--|--|
|  - нефтепроводы               |  - железные дороги                            |
|  - газопроводы                |  - месторождения                              |
|  - газоперекачивающие станции |  - границы Ямало-Ненецкого автономного округа |

Рисунок 3 – Обзорная карта района работ

Относительная влажность воздуха мало меняется в течении суток и в среднем составляет 81-85%.

Количество осадков в течение года колеблется от 230 до 480 мм/год. Устойчивый снежный покров сохраняется в среднем 235 дней в году.

Средняя скорость ветра за зимний период составляет 5 м/с, но в отдельные годы возможны сильные ветры и шквалы, максимальные скорости ветра могут превышать 34 м/с.

Сеноманская газовая залежь Ямбургского НГКМ относится к массивному типу. Вскрыта в интервале глубин 998-1210 м. Размеры составляют 175x50 км, высота более 220 м.

Скважины сеноманской газовой залежи сгруппированы в кусты (КГС) по 6-8 скважин продукция которых по газопроводам-шлейфам надземной прокладки поступает на установки комплексной подготовки газа. На установках комплексной подготовки газа (УКПГ) осуществляется первичная очистка от механических примесей, капельной жидкости и последующая абсорбционная осушка. Из-за снижения пластового, устьевого давлений и давления на входе в УКПГ введены дожимные компрессорные станции (ДКС) [26].

## 2.2 Геологический разрез продуктивных отложений

Геологический разрез Ямбургского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами палеозойского фундамента. Разрез осадочного чехла в контуре продуктивности неокомских шельфовых пластов вскрыт на максимальную глубину 4515 м (скв. 500).

Отложения палеозойского фундамента на территории Надым-Пурского междуречья вскрыты единичными скважинами (Тюменская сверхглубокая СГ-6; Уренгойская площадь, скв. 414; Надымская, скв. 7; Юбилейная, скв. 200; Комсомольская, скв. 198, 199 и др.).

Верхняя часть Сортымской свиты вскрыта почти всеми разведочными скважинами, а в скв. 113, 180, 184, 441, 500 она вскрыта на полную толщину. Свита сложена преимущественно глинами темно-серыми, алевритистыми, слюдистыми, плотными, часто карбонатными, с прослоями и включениями сидерита и пирита. В основании свиты залегает ачимовская толща (скв. 500, интервал 3445 - 3616 м), представленная чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. Общая толщина свиты 450 - 550 м.

Тангаловская свита (К1 валанжин-готерив) вскрыта всеми разведочными скважинами и подразделяется на три подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми с зеленоватым или коричневатым оттенком, алевритистыми, с прослоями песчаников и алевролитов (пласты БУ80 – БУ9). На западном и северо-западном погружениях Ямбургского поднятия разрез подсвиты полностью представлен глинами.

Сводный литолого-стратиграфический разрез Ямбургского месторождения приведен на рисунке 4.



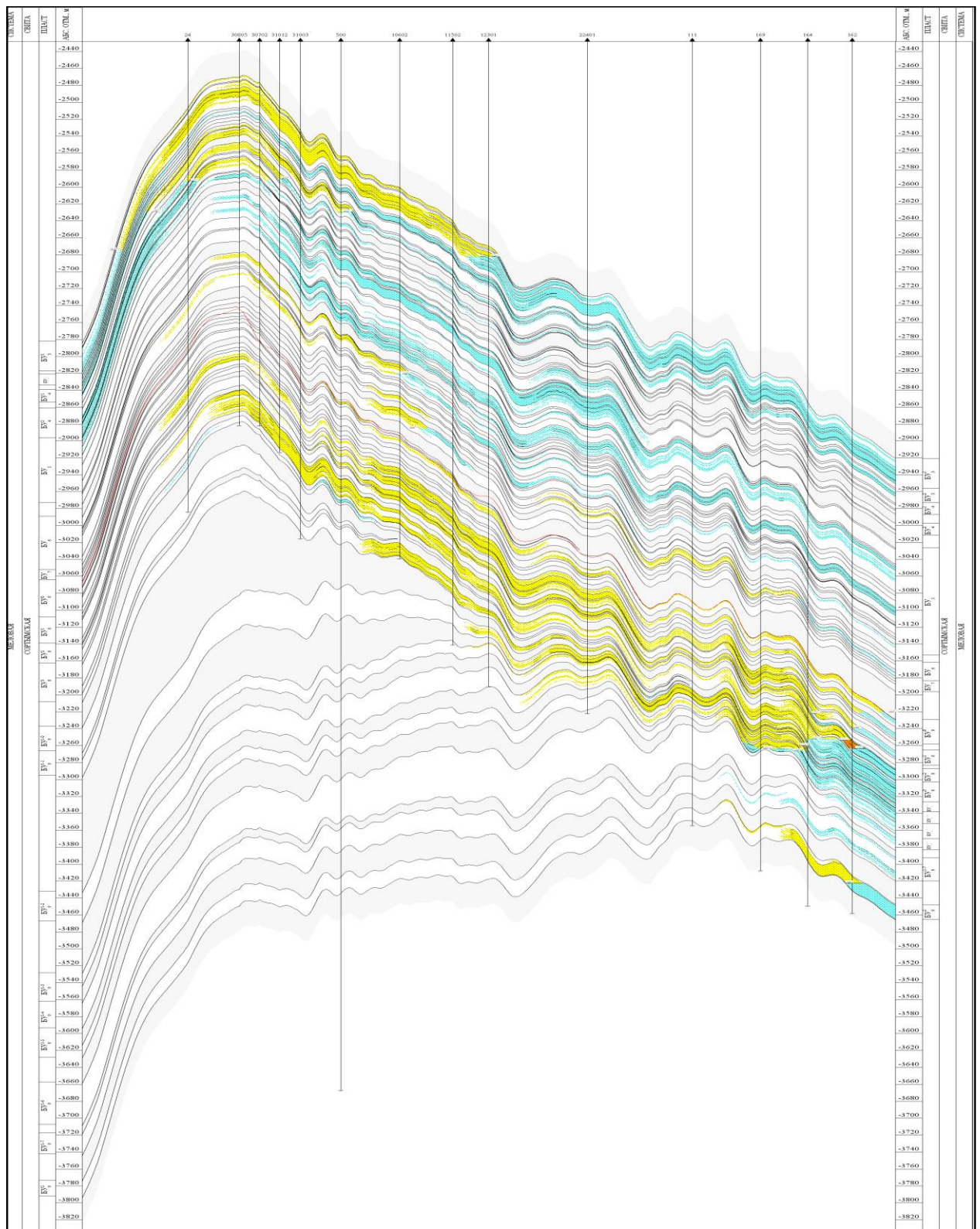


Рисунок 4 – Геологический разрез нижнемеловых отложений Ямбургского месторождения

### 2.3 Характеристика газовых залежей

Ямбургское месторождение расположено в пределах северной части Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. В пределах района развиты ниже-среднеюрский, ачимовский, неокомский и апт-сеноманский нефтегазоносные комплексы (НГК). На месторождении в неокомском комплексе выявлены залежи углеводородов (УВ) в отложениях тангаловской свиты в пластах от  $БУ_3^1$  по  $БУ_9^3$ . Залежи газовые, в нижней части продуктивной толщи – газоконденсатные с нефтяными оторочками, сложнопостроенные. Ниже приведена их краткая характеристика [30].

*Залежь пласта  $БУ_3^1$*  вскрыта на глубинах 2515 – 2676 м в сводовой части поднятия двенадцатью разведочными скважинами и всеми эксплуатационными скважинами УППГ-3В и частично УКПГ-1В. Толщина газонасыщенных коллекторов по скважинам составляет 0.5 – 22 м, в среднем - 9.7 м. Увеличение толщин было установлено в восточном направлении, максимальные значения (16 – 22 м) приурочены к зоне кустов УКПГ-1В (скв. 10203, 10405, 10406, 10702, 10703, 10802, 10805), минимальные – на западе залежи (скв. 123, 150).

Испытанием в пределах залежи пласт был охарактеризован в десяти разведочных скважинах, практически по всей высоте залежи, при этом получены безводные притоки газа дебитами от 25.4 до 823 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбах диаметром 7 – 22 мм.

*Залежь пласта  $БУ_3^2$*  отделена от залежи пласта  $БУ_3^1$  глинистой перемычкой толщиной 8 – 10 м и вскрыта двумя разведочными скв. 1 и 24 и эксплуатационными скважинами кустов 302В, 303В, 304В, 307В, 308В, 309В, 310В и 311В в своде поднятия. Толщина газонасыщенного коллектора по скважинам изменяется от 0.8 м в скв. 30805 до 4.4 м в скв. 30402, увеличиваясь в восточном направлении, в среднем - 1.4 м [3].

В разведочных скважинах залежь не опробована, а в эксплуатационной скв. 30806 она опробована совместно с залежью пласта  $БУ_3^1$ .



*Залежь горизонта БУ<sub>4</sub><sup>1-3</sup>* вскрыта пятью разведочными скважинами и в восточной части – эксплуатационными скважинами УППГ-3В, в своде поднятия на глубинах 2580 – 2671 м. От залежи пласта БУ<sub>3</sub><sup>2</sup> отделена глинистой перемычкой толщиной 5 – 12 м. Горизонт содержит три пласта, которые, видимо, гидродинамически связана между собой из-за наличия в разделяющих глинах большого количества песчаного материала по данным керна и электрокаротажа. Толщина газонасыщенного коллектора изменяется от 2 м в скв. 30902 до 20 м в скв. 30806, наибольшие значения приурочены к сводовой части (кусты 302, 303, 307, 308, 309), в среднем - 9.11 м. Залежь была охарактеризована испытанием в четырех разведочных скважинах, где получены безводные притоки газа дебитом 14. 24 – 115.34 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на шайбах 2.7 – 24.1 мм.

*Залежь пласта БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>* была вскрыта девятью разведочными и эксплуатационными скважинами УППГ-3В и частично УКПГ-1В в сводовой части поднятия на глубинах 2710 – 2885.2 м. Западнее линии скв. 122–30304–30301–3020–30703–30702–30804–30902-23 и восточнее линии скв. 105-10203-10402 пласт полностью глинизируется.

Две локальные зоны глинизации наблюдаются в районах скв. 30407 и 30509. Толщина газонасыщенного коллектора составляет 1.2 – 9 м, в среднем – 2.5 м. В пределах залежи пласт опробован в пяти скважинах. В одной из них (скв. 122) получен фонтан газа дебитом 642 тыс.м<sup>3</sup>/сут на шайбе 18.1 мм., в скв. 120 и скв. 123 получены незначительные притоки газа, что объясняется небольшой толщиной проницаемых прослоев в интервале перфорации.

*Пласт БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>* содержит часть газоконденсатных залежей, которые расположены на погружениях крыльев структуры, на остальной площади пласт полностью глинизируется. Газонасыщенные толщины коллектора в скважинах составляет от 0.8 до 8.0 м. При испытании скважин получены от слабых притоков газа до 162 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Положение ГВК по залежам принимается от а.о. минус 2964.8 до минус 3113 м. Залежи пластовые литологически

экранированные, имеют размеры от 3.0 x 7.0 до 13.0 x 22.0 км, высоту от 14 до 200 м.

*Пласт БУ<sub>6</sub><sup>3</sup>* вскрыт на значительной территории, но разделен зонами глинизации на четыре отдельные залежи. Газонасыщенные толщины коллектора изменяются в залежах от 0.4 до 9.6 м. При испытании скважин получено от 700 м<sup>3</sup>/сут. До 191 тыс. м<sup>3</sup>/сут. газа. Положение ГВК залежи было принято на а.о. от минус 2957.5 до минус 3085 м. Залежи газоконденсатные, литологически экранированные, имеют размеры от 8.0 – 12.5 x 16.0 до 26.0 x 32 км, высоту от 100 до 270 м.

К пласту БУ<sub>6</sub><sup>3</sup> приурочена небольшая нефтенасыщенная линза, вскрытая скв. 120, где при испытании получен приток нефти 9.4 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 625.6 м из коллектора толщиной 1.2 м.

*Залежь пласта БУ<sub>7</sub>* приурочена к полосообразному песчаному телу вытянутому с северо-востока на юго-запад. Залежь вскрыта на глубинах 2895 – 2919.8 м разведочными скв. 101 и 105 и несколькими эксплуатационными скважинами кустов 317В и 318В УППГ-3В и скважинами кустов 102В – 109В УКПГ-1В. Толщина газонасыщенного коллектора по залежи составляет 1.0 – 8.6 м, средневзвешенная по площади – 3.15 м. Обе разведочные скважины, вскрывшие залежь, опробованы. В скв. 101 получен приток газа 16.2 тыс. м<sup>3</sup>/сут и воды 106.1 м<sup>3</sup>/сут на шайбе 14 мм. В скв. 105 получен слабый приток воды дебитом 1.2 м<sup>3</sup>/сут, хотя по результатам ГИС пласт при толщине коллектора 5.2 м до подошвы газонасыщен. Вода могла поступать из заколонного пространства, так как по данным АКЦ цемент за колонной в интервале перфорации отсутствует.

*Залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>0</sup>* залегает под хорошо выдержанной глинистой крышкой толщиной 3 – 15 м на глубинах 2828 – 3254 м. Южная и западная части поднятия полностью заглинизированы и зона глинизации простирается по северо-восточному крылу, захватывая район скв. 128, 125, 173 и 121. По результатам эксплуатационного бурения были выявлены обширные зоны глинизации в районе УКПГ-1В. В пределах залежи пласт опробован в 13

разведочных скважинах (14 интервалов), получены притоки газа дебитами 21.14 – 358.69 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбах 8 – 19.1 мм, дебиты конденсата 15.82 – 41.63 м<sup>3</sup>/сут.

*Пласт БУ<sub>8</sub><sup>1</sup>* В пределах границ пласта БУ<sub>8</sub><sup>1</sup> выделяется три ритма осадконакопления - пласты БУ<sub>8</sub><sup>1-0</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>1-1</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>1-2</sup>. Учитывая поведение контактов пластов БУ<sub>8</sub><sup>1-1</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>1-2</sup>, представляется возможным выделить два подсчетных объекта – залежи пластов БУ<sub>8</sub><sup>1-0</sup> и БУ<sub>8</sub><sup>1</sup>.

*Пласт БУ<sub>8</sub><sup>1-0</sup>* распространен только на северо-востоке площади, продуктивен в шести скважинах. Залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>1-0</sup> вскрыта разведочными скв. 112, 131, 146, 158 и наблюдательной скв. 427 на а.о. минус 3040 – 3068 м. Эффективная газонасыщенная толщина в среднем по залежи составляет 2.2 м, изменяясь в пределах от 1.0 до 3.2 м. Газоносность залежи установлена по данным ГИС, получен приток газа дебитом 36.9 тыс.м<sup>3</sup>/сут на диафрагме диаметром 10 мм, содержание конденсата не замерено. ГВК принят на а.о. минус 3068 м. Залежь газоконденсатная, литологически экранированная, имеет размеры 13.0 x 10.0 км и высоту 28 м.

Пласт БУ<sub>8</sub><sup>1</sup> распространен по всей площади поднятия, зона глинизации ограничивает залежь на западном и северном крыльях поднятия (район скв. 151, 102, 150, 128, 125, 173, 112, 136).

Залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>1</sup> вскрыта 41 разведочными, 19 наблюдательными и 342 эксплуатационными скважинами на а.о. минус 2800 - 3239 м. Толщина газонасыщенного коллектора по скважинам изменяется от 0.4 м (скв. 158) до 20.6 м (скв. 13007), составляя в среднем 7.1 м. Зона максимальных газонасыщенных толщин расположена в районе кустов 130, 224, разведочной скв. 165. Пласт характеризуется резкой литологической изменчивостью, особенно в районе скважин УППГ-2В.

Промышленная газоносность залежи установлена по результатам освоения разведочных и эксплуатационных скважин, а также по данным ГИС-контроля. Минимальный приток газоконденсатной смеси, полученный при испытании 29 разведочных скважин, равен 4.5 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 24),

максимальный - 413.4 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 104) на диафрагмах диаметрами, соответственно, 10.9 и 15.9 мм. При промышленном освоении 174 эксплуатационных скважин замеренные совместные (с пластами БУ<sub>8</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>3</sup>) притоки газа варьируют в пределах от 128 (скв. 11705) до 917 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 10201).

*Пласт БУ<sub>8</sub><sup>2</sup>* В пределах границ пласта БУ<sub>8</sub><sup>2</sup> выделяется два ритма осадконакопления - пласты БУ<sub>8</sub><sup>2-1</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>2-2</sup>, представленных единым подсчетным объектом БУ<sub>8</sub><sup>2</sup>. С учетом поведения флюидальных контактов выделены два подсчетных объекта – залежи пластов БУ<sub>8</sub><sup>2-1</sup> и БУ<sub>8</sub><sup>2-2</sup>.

Пласт БУ<sub>8</sub><sup>2-1</sup> разделен линиями глинизации на несколько отдельных песчаных тел, к которым приурочены залежи углеводородов.

В сводовой части структуры наблюдается весьма сложная конфигурация песчаных тел, выделено три линзы газа, вскрытые в районе скв. 32108 - 32107 (газонасыщенная толщина линзы 0.8 – 1.0 м) и в районе скв. 30502 (0.8 м), 30504 (0.8 м).

Основная залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>2-1</sup> в пределах контура газоносности вскрыта 172 скважинами, в т.ч. в 18 разведочных, двух наблюдательных, 152 эксплуатационных скважинах, на а.о. минус 2910 - 3260 м. Толщина газонасыщенных коллекторов по скважинам изменяется от 0.4 м (скв. 11001, 32501) до 6.0 м (скв. 10602, 12103, 12105), в среднем по залежи составляя 2.8 м. Зона максимальных эффективных газонасыщенных толщин по залежи определена в районе кустов 126, 129 и в районе разведочных скв. 142, 114. Локальные зоны глинизации выделены в районе скв. 12503, 22403, 22003.

Промышленная газоносность залежи установлена по результатам испытания семи разведочных скважин, а также по данным освоения и ГИС-контроля по 92 эксплуатационным скважинам. В разведочных скважинах получены притоки газоконденсатной смеси до 335.8 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 104, диаметр диафрагмы 18 мм, совместно с БУ<sub>8</sub><sup>2-2</sup>), минимальное значение дебита газа при испытании – 26.0 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 109, диаметр диафрагмы 8.0 мм).

Рядом с основной залежью на востоке структуры вскрыто несколько линз газа в районе эксплуатационных скв. 20904 – 20802 (толщина газонасыщенного коллектора 0.4 м), 21607-21603-21601 (0.8 – 1.4 м), 21405 (1.0 м), 22007 (0.6 м).

Зона глинизации, проходящая по северо-восточному склону структуры (район скв. 125, 173, 427, 135), отделяет от основной залежи относительно небольшую по размерам залежь 2, вскрытую тремя разведочными скважинами – 112, 146, 158. Толщина газонасыщенного коллектора по скважинам варьирует в пределах от 1.6 м (скв. 146) до 2.8 м (скв. 158). Характер насыщения установлен по данным ГИС. ГВК принят на а.о. минус 3085 м. Залежь газоконденсатная, литологически экранированная, имеет размеры 16.5 x 5.5 км и высоту 27 м.

Пласт БУ<sub>8</sub><sup>2-2</sup> имеет покровное распространение по всей площади месторождения. В наиболее гипсометрически высокой части структуры (район кустов 307, 308, 309, 310) наблюдается глинизация пласта БУ<sub>8</sub><sup>2-2</sup>, выделяется несколько линз газа, в частности, в районе скв. 32206 (толщина газонасыщенного пропластка 0.8 м), в районе скв. 31012 (0.6 м), в районе скв. 30908 (0.8 м) - 30906 (0.8 м) - 30901 (1.6 м).

Залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>2-2</sup> вскрыта 263 скважинами, в т.ч. 29 разведочной скважиной, 4 наблюдательными и 230 эксплуатационными скважинами, на а.о. минус 2910 - 3260 м. Региональная линия глинизации экранирует залежь в западной и, частично, северной части (район скв. 411, 103, 159, 1, 128, 146, 131, 133). Локальные линии глинизации определены в районе эксплуатационных скв. 10901, 10804, 10803, 11601, 21302, 21303, 22007, 12205 - 12207, 22001 – 22404 - 22409, 10407 – 10406 - 10404, 31802 – 31803. Эффективная газонасыщенная толщина по залежи в среднем составляет 3.5 м, изменяясь от 0.4 м (скв. 10802, 12002, 12403) до 13.0 м (скв. 114). Зона максимальных газонасыщенных толщин выделяется в районе скв. 114 – 438 – 427, 21704, 20702.

Промышленная газоносность рассматриваемой залежи установлена по данным испытания 13 разведочных скважин, в которых получены притоки

газоконденсатной смеси дебитами 16.9 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 174, диаметр диафрагмы 8.8 мм) - 498.6 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 114, диаметр диафрагмы 16 мм). Притоки газа получены при испытании 102 эксплуатационных скважин.

Нефтеносность залежи установлена при освоении разведочной скв. 162, расположенной на юго-востоке структуры, в которой при испытании коллектора толщиной 7.2 м получен приток нефти дебитом 18 м<sup>3</sup>/сут на штуцере диаметром 14 мм.

К пласту БУ<sub>8</sub><sup>2-2</sup> приурочена небольшая по размерам песчаная нефтенасыщенная линза, вскрытая в северной части площади одной разведочной скв. 125, при испытании которой из коллектора мощностью 2.4 м получен приток нефти дебитом 1.6 м<sup>3</sup>/сут и воды дебитом 6.6 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 749 м.

*Пласт БУ<sub>8</sub><sup>3</sup>* является основным на месторождении по толщинам коллекторов и запасам углеводородов и имеет покровное распространение на большей площади структуры.

По результатам детальной корреляции выделены два литологически обособленных седиментационных ритма - БУ<sub>8</sub><sup>3-1</sup> и БУ<sub>8</sub><sup>3-2</sup>, имеющие разные отметки флюидных контактов, и далее рассматриваются как самостоятельные объекты.

Основная залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>3-1</sup> вскрыта в 363 скважинах, в т.ч. в 27 разведочных, 10 наблюдательных и 326 эксплуатационных скважинах, на а.о. минус 2840 - 3280 м. Локальные зоны глинизации определены в районе скв. 13009, 13006, 13004, в районе скв. 21102 и в районе разведочной скв. 109. Линия замещения коллекторов глинистыми породами ограничивает залежь на северо-западе (район скв. 150, 24) и на северо-востоке (район скв. 112, 21106, 174, 119). Диапазон изменения эффективных газонасыщенных толщин по скважинам от 0.4 м (скв. 20306, 20308) до 22.9 м (скв. 21706), в среднем 10.7 м.

Пласт БУ<sub>8</sub><sup>3-1</sup> испытан в 31 разведочной и 208 эксплуатационных скважинах.

Промышленная газоносность рассматриваемой залежи установлена по данным испытания 16 разведочных скважин, в которых получены притоки газа дебитами 26.2 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 167, диафрагма 8.3 мм) – 786.0 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 1, диаметр диафрагмы 28 мм). Продуктивность залежи подтверждается также при освоении 184 эксплуатационных скважин, по которым дебиты газа варьируют от 224 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 20301, диаметр диафрагмы 15 мм) до 935 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 30906, диаметр диафрагмы 19.2 мм) непосредственно по рассматриваемому объекту.

Залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>3-1</sup> характеризуется сложным поведением контактов, определяемым гидродинамическим напором пластовых вод с северной части структуры, а также конфигурацией линий фациального замещения пород – коллекторов. Северо-западная и северо-восточная области глинизации пласта являются надежными флюидоупорами, препятствующими разгрузке аномально высокого пластового давления (АВПД) водонапорного бассейна в латеральном направлении. Поэтому ГВК на севере структуры поднимается до гипсометрической отметки минус 3070 м, соответствующей пережиму структуры - самому высокому положению подошвы коллекторов в районе скв. 20307. ГВК, по-видимому, может подняться несколько выше отметки минус 3070 м, и в этом случае начинается переток воды через пережим на южное крыло структуры. Существование подобного перетока подтверждается совместными притоками газа и воды в разведочных скв. 103, 104, 110, 142, 168, расположенных на южном крыле, в которых по результатам испытаний получены притоки газа с водой дебитами от 2.8 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 168, дебит воды 2.4 м<sup>3</sup>/сут) до 410 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 104, дебит воды 36.0 м<sup>3</sup>/сут, штуцер диаметром 10.0 мм).

Кроме того, в эксплуатационных скважинах кустов 116, 118, 120 - 126, 129, 130, расположенных в центральной части структуры гипсометрически выше литологического барьера, по линии скв. 13009 - 109 по результатам ГИС-контроля выявлены притоки воды из пласта БУ<sub>8</sub><sup>3-1</sup>, которые привели к полной остановке скважин.

Таким образом, по результатам испытаниям скважин в пласте БУ<sub>8</sub><sup>3-1</sup> выявляется обширная зона недонасыщения с совместными притоками газа и воды высотой до 150 - 180 м. Существование такой зоны недонасыщения для газовой залежи представляется чрезвычайно важным с точки зрения разработки. Вместе с тем эта особенность строения является совершенно неизученной специалистами, хотя подобное строение нижних неокомских пластов на всех соседних месторождениях порождает аналогичные проблемы и на многих других месторождениях Западной Сибири.

Залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>3-2</sup> вскрыта всего 18 скважинами, в т.ч. разведочными скв. 106, 112, 158, 184, наблюдательными скв. 438, 427, 428, эксплуатационными скважинами кустов 206, 203, на глубине а.о. минус 3080 – 3164 м. Эффективная газонасыщенная мощность коллектора в среднем составляет 6.2 м, изменяясь по скважинам в диапазоне от 0.4 м (скв. 20306) до 10.8 м (скв. 20605). Характер насыщения установлен по данным ГИС и подтверждается освоением эксплуатационных скважин куста 206, по которым получены совместные с пластами БУ<sub>6</sub><sup>3</sup>- БУ<sub>9</sub><sup>2</sup> притоки газа дебитами 283 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 20606) до 488 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 20601) при диаметре диафрагмы 17.0 мм. ГВК принят в северной части залежи на а.о. минус 3109 м, на юго-востоке – минус 3164 м. Залежь газоконденсатная, литологически экранированная, имеет размеры 13.5 x 13.0 км и высоту 84 м.

Для пластов группы БУ<sub>9</sub> характерно еще более заметное действие латерального напора пластовых вод, поступающих через каналы транзита песчаников за пределами условной западной линии глинизации из дистальных линз ачимовских песчаников. Напор пластовых вод разгружается непосредственно в газовую часть данных пластов, поэтому данные залежи представляют собой смесь газа с водой, т.е. переходную зону по всему объему залежи.

*Пласт БУ<sub>9</sub><sup>1-1</sup>* представляет собой песчаное тело, вытянутое с северо-востока на юг. Залежь углеводородов в западной и восточной части пласта ограничивается по линиям глинизации, имеющим весьма сложный контур.



Локальные зоны глинизации выделены в районе скв. 20903, районе скв. 21606 - 21308, районе скв. 12303 и районе скв. 165, 13004, 13006, 13008, 13009.

Основная залежь пласта БУ<sub>9</sub><sup>1-1</sup> вскрыта на а.о. минус 3020 – 3180 м в четырех разведочных (скв. 101, 113, 127, 168), пяти наблюдательных (скв. 413, 416, 418, 419, 438) и в 183 эксплуатационных скважинах УКПГ-1В, УППГ-2В. Эффективная газонасыщенная толщина коллектора по скважинам изменяется от 0.4 м (скв. 20304, 21604) до 13.0 м (скв. 10702, 10804), в среднем по залежи составляя 4.3 м.

Залежь опробована в разведочной скв. 101, из которой получен приток газа 106.2 тыс. м<sup>3</sup>/сут на диафрагме диаметром 10 мм, а также в скв. 174 при испытании совместно пластов БУ<sub>9</sub><sup>1-1</sup>, БУ<sub>9</sub><sup>1-2</sup>, БУ<sub>9</sub><sup>1-3</sup> получены притоки газа (113.8 тыс. м<sup>3</sup>/сут) вместе с водой (7.7 м<sup>3</sup>/сут) на штуцере 6 мм. При промышленном освоении 31 эксплуатационной скважины замеренные совместные (с пластами БУ<sub>8</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>8</sub><sup>3</sup>) притоки газа варьируют в пределах от 191 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 10902) до 892 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 21102). В скв. 11002 интервал 3139.2 – 3141.6 м обводнен (газонасыщен по ГИС), в скв. 21405 получен приток пластовой воды (газонасыщен по ГИС), в скв. 10401, 10701, 10805, 10902 пласт изолирован.

*Пласт БУ<sub>9</sub><sup>1-2</sup>* Залежь углеводородов выделяется на восточном крыле структуры, ограничена с северо-запада линией глинизации пласта. Установлена 13 разведочными (скв. 104, 109, 111, 112, 114, 139, 142, 164, 165, 168, 169, 174, 184), 4 наблюдательными (скв. 426, 427, 428, 438) и 112 эксплуатационными скважинами УКПГ-1В, УППГ-2В на а.о. минус 3057 – 3290 м. В районе кустов 207, 208, 213, 209, 210, 203, 206 и разведочной скв. 106 выделена значительная полоса глинизации. Небольшие, локальные участки глинизации определены в районе скв. 12303 и районе скв. 129. Эффективная газонасыщенная толщина пласта меняется в интервале от 0.4 м (скв. 21104) до 9.2 м (скв. 12908), в среднем составляя 3.7 м.

*Пласт БУ<sub>9</sub><sup>1-3</sup>* В сводовой части структуры пласт полностью заглинизирован. Линия замещения коллектора глинистыми породами,

ограничивающая залежь с северо-запада, имеет достаточно сложную геометрию и определена в районе скв. 184, 158, 112, 173, 11001, 21509, 21105, 21604, 11801, 12909, 115. Залежь пласта БУ<sub>9</sub><sup>1-3</sup> вскрыта 65 скважинами, в т.ч. 15 разведочными (скв. 104, 106, 109, 110, 111, 114, 129, 130, 139, 142, 164, 165, 168, 169, 174, 427), тремя наблюдательными (скв. 427, 428, 438) и 47 эксплуатационными, на а.о. минус 3089 – 3299 м. Эффективная газонасыщенная толщина по залежи составляет в среднем 2.9 м, изменяясь в пределах 0.6 м (скв. 12301, 22005) – 9.8 м (скв. 22407). Газоносность залежи определена по данным ГИС и по испытаниям семи разведочных скважин, в пяти из которых (скв. 111, 109, 169, 142, 174) пласт испытан совместно с пластом БУ<sub>9</sub><sup>1-2</sup>. По результатам испытаний получены притоки газа дебитами 0.4 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 109, дебит воды 16.9 м<sup>3</sup>/сут, на динамическом уровне 1718 м, совместно с БУ<sub>9</sub><sup>1-2</sup>) до 419.2 тыс.м<sup>3</sup>/сут (скв. 142, дебит воды 9.1 м<sup>3</sup>/сут, совместно с БУ<sub>9</sub><sup>1-2</sup>). Максимальный приток воды из скважины, находящейся в пределах контура газоносности залежи пласта БУ<sub>9</sub><sup>1-3</sup>, получен в скв. 106 и составляет 62.8 м<sup>3</sup>/сут (дебит газа 2 тыс.м<sup>3</sup>/сут на штуцере 17.1 мм).

*Пласт БУ<sub>9</sub><sup>1-4</sup>* Аналогично пласту БУ<sub>9</sub><sup>1-3</sup> коллектора рассматриваемого объекта имеют распространение на восточном склоне структуры, в западном направлении замещаясь глинами. Залежь пласта БУ<sub>9</sub><sup>1-4</sup> вскрыта на а.о. минус 3160 - 3315 м 39 скважинами, из них 26 разведочные, три наблюдательные (скв. 427, 438, 440) и 10 эксплуатационных скважин. Эффективная газонасыщенная толщина коллектора варьирует от 0.6 м (скв. 22404) до 8.8 м (скв. 142), в среднем составляя 2.9 м. Характер насыщения объекта установлен по данным ГИС, а также в результате испытаний разведочной скв. 142, по которой получен приток газоконденсатной смеси дебитом 104.8 тыс.м<sup>3</sup>/сут (диафрагма 12 мм).

*Пласт БУ<sub>9</sub><sup>1-5</sup>* содержит одну залежь углеводородов, которая вскрыта на юго-восточном крыле Ямбургского поднятия разведочной скв. 169. Глубина залегания залежи определена на а.о. минус 3215 – 3265 м. Толщина газонасыщенного коллектора в скв. 169 составляет 7.6 м. Пласт опробован в пределах залежи в скв. 169, где получен приток газа дебитом 6.6 тыс.м<sup>3</sup>/сут

(диафрагма 10 мм). Положение ГВК принято на а.о. минус 3263.3 м. Залежь газоконденсатная, литологически экранированная, размерами 12.0 х 4.0 км и высотой 50 м.

*Пласт БУ<sub>9</sub><sup>1-6</sup>* на юго-востоке площади месторождения образует несколько песчаных тел, к одному из которых приурочена небольшая газоконденсатная залежь, выделенная на а.о. минус 3205 – 3280 м. Залежь вскрыта разведочной скв. 109, в которой эффективная газонасыщенная толщина составляет 9.4 м. Пласт опробован в пределах залежи в скв. 109, где получен приток газа дебитом 30.1 тыс.м<sup>3</sup>/сут (диафрагма 24.4 мм). Положение ГВК принято на а.о. минус 3275 м. Залежь газоконденсатная, литологически экранированная, размерами 6.0 х 6.0 км и высотой 75 м.

*Пласт БУ<sub>9</sub><sup>2</sup>* заглинизирован на большей части поднятия. Залежь углеводородов приурочена к отдельной, литологически замкнутой линзе песчаника, определенной на глубине с а.о. минус 3360 – 3422 м. Залежь вскрыта тремя разведочными скв. 162, 164, 169, эффективная газонасыщенная толщина коллектора по залежи в среднем составляет 7.6 м, изменяясь от 2.6 м (скв. 169) до 12.6 м (скв. 164). Характер насыщения залежи определен по данным ГИС. При опробовании скв. 162 получен приток газа дебитом 18.3 тыс.м<sup>3</sup>/сут на диафрагме диаметром 6.4 мм. Залежь газоконденсатная, литологически экранированная, имеет размеры 13.0 х 9.5 км и высоту более 62 м.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ7Э	Кондратьеву Дмитрию Алексеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистрант	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01. «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметной стоимости выполняемых работ по установке и эксплуатации МКУ Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску; стоимость интернета – 360 руб. в месяц.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Учитываются следующие нормы и нормативы оплат труда: 30 % премии – за отсутствие недостатков в работе 20 % надбавки - за профессиональное мастерство 1,3 районный коэффициент
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений: 27,1% - отчисления во внебюджетные фонды 20% - налог за добавленную стоимость 2,2% - налог на имущество

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1.Технико-экономическое обоснование целесообразности введения модульной компрессорной установки; 2.Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования; 3.Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований; 4.Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	1.Структура работ в рамках научного исследования. 2.Определение трудоемкости выполнения работ. 3.Разработка графика проведения научного исследования. 4. Бюджет научно-технического исследования. 5.Основная заработная плата исполнительской темы.

	6.Дополнительная заработная плата исполнительской темы. 7. Отчисление во внебюджетные фонды. 8. Прочие расходы 9.Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	1. Расчет экономической эффективности внедрения модульной компрессорной установки; 2. Расчет интегрального показателя финансовой эффективности разработки; 3.Расчет интегральных показателей ресурсоэффективности вариантов исполнения объектов исследования.

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

1. Оценка конкурентоспособности технических решений.
2. Альтернативы проведения научного исследования.
3. График проведения и бюджет научного исследования.
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности научного исследования.

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Кондратьев Дмитрий Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ7Э	Кондратьеву Дмитрию Алексеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистрант	<b>Направлени е/специальн ость</b>	21.04.01. «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шум, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочее место – куст газовых скважин. Оборудование: модульная компрессорная установка. Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума;</li> <li>– повышенный уровень общей вибрации.</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– поражение электрическим током;</li> <li>– пожароопасность.</li> </ul> <p>Воздействие на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– загрязнение атмосферы;</li> <li>– загрязнение литосферы.</li> </ul> <p>Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– пожар при воспламенении углеводородов.</li> </ul>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты</p>

	Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Физико-химическая природа вредных веществ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенный уровень шума;</li> <li>– повышенный уровень вибрации.</li> </ul> <p>Действие факторов на организм человека:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ухудшение слуха;</li> <li>– влияние на нервную систему;</li> <li>– раздражение человека;</li> <li>– головные боли.</li> </ul> <p>Средства коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– шумопоглощающая изоляция;</li> <li>– звукоизолирующие кожухи.</li> </ul> <p>Средства индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– одежда с виброизолирующими элементами;</li> <li>– защитные очки и каска;</li> <li>– противошумные наушники;</li> <li>– противошумные вкладыши.</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Источник опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– заряд статического электричества на металлической поверхности;</li> <li>– конденсаторный блок.</li> </ul> <p>Средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– термостойкие перчатки;</li> <li>– системы пожаротушения;</li> <li>– токопроводящая обувь.</li> </ul> <p>Причины проявления опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– неправильная эксплуатация оборудования;</li> <li>– износ оборудования.</li> </ul>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– выделение выхлопных газов от автотранспорта;</li> <li>– выбросы углеводородов.</li> </ul> <p>Воздействие на литосферу: разрушение грунта и засорение почвы производственными отходами.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Наиболее типичная ЧС:</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– пожар.</li> </ul> <p>ЧС может случиться из-за:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– возгорание углеводородов;</li> <li>– ошибка персонала, человеческий фактор;</li> <li>– сбой автоматизированного процесса.</li> </ul> <p>В случае возникновения данной аварийной ситуации необходимо действовать согласно инструкции, предписанной данному предприятию на случай возникновения ЧС.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Кондратьев Дмитрий Алексеевич		



## 5. Социальная ответственность

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников при установке и эксплуатации МКУ и разработка мер защиты. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды.

Рабочим местом является куст газовых скважин. Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при эксплуатации МКУ должны быть соблюдены все основные условия.

### 5.1 Профессиональная социальная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные факторы производства» можно выделить следующие вредные и опасные факторы производственной среды при выполнении работ по установке и эксплуатации модульных компрессорных установок (таблица 21):

Таблица 21 – Вредные и опасные факторы при установке и эксплуатации МКУ

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень шума	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
Повышенный уровень общей вибрации		+	+	СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
Пожароопасность			+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Федеральный закон от 22.07.2013 г.

				№123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
Поражение электрическим током		+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

### 5.1.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды

Таблица 22 – Анализ вредных и опасных производственных факторов

Факторы	Источник возникновения фактора	Воздействие фактора на организм человека	Допустимые нормы	Предлагаемые средства защиты
Повышенный уровень шума	Движущиеся машины, установка МКУ	Снижение слуховой чувствительности, повышенная утомляемость, головные боли	Допустимый уровень шума - 75-80 дБ (децибел). Шум, вызываемый компрессорным модулем МКУ, составляет 72 дБ, и не превышает общего уровня.	Противошумные наушники, противошумные вкладыши, шумопоглощающая изоляция
Повышенный уровень общей вибрации	Машины, оборудование, технологические процессы	Вибрационная болезнь	Допустимые нормы: локальной вибрации – $2 \text{ м/с}^2$ при 126 дБ; общей вибрации 1 категории (транспортная вибрация) – $0,56 \text{ м/с}^2$ при 115 дБ; общей вибрации 3 категории (технологическая вибрация) – $0,1 \text{ м/с}^2$ при 100 дБ.	Виброзащитные прокладки, виброзащитные пластины, одежда с виброизолирующими элементами
Поражение электрическим током	Статическое электричество, накопленное на металлическом оборудовании	Электроожог и, электрический удар, потеря сознания	Допустимая напряженность электростатического поля на рабочих местах ограничивается в зависимости от времени воздействия:	Устройство заземленных рабочих площадок, защитные оболочки, токопроводящая

			до 1 часа - 60 кВ/м; от 1 до 9 часов - $60/\sqrt{t}$ кВ/м, но не более 20 кВ/м на остальное рабочее время.	одежда и обувь.
Пожароопасность	Воспламеняющиеся и взрывоопасные смеси и газы.	Термический ожог, отравление угарным газом.	Предельно допустимая концентрация паров сжиженных углеводородных газов предельного характера в воздухе составляет 300 мг/м <sup>3</sup> , непредельного характера - 100 мг/м <sup>3</sup> .	Применение огнезащитные составов и строительных материалов, переносные и передвижные огнетушители (пенные, углекислотные), средства индивидуальной защиты органов дыхания (противогаз марки БКФ) и зрения.

### 5.1.2 Обоснование мероприятий по защите от действия вредных и опасных факторов

При производстве работ на кусте буровые и вышкомонтажные бригады, а также бригады по освоению должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения, в т.ч. не менее четырех огнетушителей ОП-5 и двух ОП-100.

Все бытовые и служебные помещения должны быть оборудованы средствами пожаротушения в соответствии с требованиями правил пожарной безопасности.

Около оборудования, имеющего повышенную пожарную опасность, следует вывешивать знаки безопасности.

Регулярно в установленные сроки должна осуществляться проверка состояния огнезащитной обработки (пропитки) строительных конструкций, инженерного оборудования в соответствии с инструкцией изготовителя огнезащиты, на основании которой составляется акт (протокол) проверки

состояния огнезащитной обработки (пропитки), и обеспечивается устранение повреждений огнезащиты.

В случае окончания гарантированного срока огнезащитной эффективности в соответствии с инструкцией завода-изготовителя и/или производителя огнезащитных работ должна проводиться повторная обработки конструкций и инженерного оборудования зданий и сооружений.

Для сбора использованных обтирочных материалов необходимо устанавливать металлические ящики с плотно закрывающимися крышками. Устанавливать ящики в помещения с взрывоопасными зонами запрещено;

Ремонт электропроводки, электрооборудования следует проводить только при отсутствии напряжения.

Устройства защиты оборудования от статического электричества необходимо постоянно содержать в технически исправном состоянии, проверять их в установленные сроки, не реже одного раза в год [34].

## **5.2 Экологическая безопасность**

### **5.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду**

#### *Воздействие на атмосферу*

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются вентиляционные трубы, факельное хозяйство, кусты скважин. По времени воздействия, источники загрязнения атмосферы подразделяются на постоянные и периодические.

К источникам постоянного воздействия относятся дымовые трубы, выхлопные трубы ГПА, вентиляционные трубы и дефлекторы технологических корпусов.

К источникам периодического действия относятся свечи технологического оборудования и трубопроводов, амбары ГФУ кустов скважин.

### *Воздействие на литосферу*

Во время установки МКУ происходит разрушение грунта и последующее засорение почвы производственными отходами. В конечном итоге, в течение долгого времени, они будут разлагаться, их остатки также могут пагубно влиять на окружающую среду. Возможно, в этом месте некоторое время не будет находиться растительность.

### **5.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

Соблюдение инструкций при операциях по установке охлаждающей системы и эксплуатации компрессорно-конденсаторных блоков. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения, вывоз для утилизации, уничтожения, захоронения останков нефтепродуктов и реагентов. Охрана приземного слоя атмосферы от загрязнения вредными выбросами обеспечивается геометрическими параметрами соответствующей свечи, дымовой трубы или выхлопной шахты, при которых происходит их рассеивание в верхних слоях атмосферы.

Сокращение неорганизованных выбросов, очистка и обезвреживание вредных веществ. При работе с отработанными нефтепродуктами, являющимися легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами, необходимо применять индивидуальные средства защиты по типовым отраслевым нормам. Для предотвращения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами, уменьшения пожарной опасности и улучшения условий труда рекомендуются установки герметичного налива и слива, стационарные планговые устройства, системы автоматизации процессов сливно-наливных операций.

### 5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС на кустовых площадках является компрессорное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС.

Учитывая климатические условия Крайнего Севера, можно спрогнозировать следующие виды ЧС.

Природного характера:

- лесные и торфяные пожары;
- метели и снежные заносы.

Техногенного характера:

- пожары;
- отключение электроэнергии.

Для защиты кустовых площадок от лесных и торфяных пожаров, кустовые площадки полностью засыпаются песком и вокруг них делают обваловку высотой примерно в 1,5 метра. Специфической особенностью большинства объектов нефтегазовой промышленности является наличие значительного объема нефти и газа, что обуславливает возникновение аварий, пожаров, взрывов, затоплений, опасного поражения местности и атмосферы сильнодействующими ядовитыми веществами [16].

### **5.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении и эксплуатации объекта исследований**

Самой вероятной ЧС, которая может возникнуть при внедрении и эксплуатации МКУ, является пожар. Источниками пожара на объекте строительства скважины являются углеводороды, входящие в состав природного газа, образующие с воздухом воспламеняющиеся и взрывоопасные смеси.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 №123-ФЗ (ред. от 13.07.2015).

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы [39]:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- создание условий для эффективного тушения пожара.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж. Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

В процессе строительства установки МКУ на приустьевой зоне скважины (применение пайки, сварки, работа с электроинструментом) и обслуживании существует возможность возникновения пожара. В зависимости от размера и расположения очага, в качестве средств пожаротушения применяются следующие средства:

- первичные средства пожаротушения;

- огнетушители переносные, передвижные, углекислотные;
- пожарные рукава.

### **5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС**

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 №123-ФЗ (ред. от 13.07.2015).

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- создание условий для эффективного тушения пожара.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж. Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

В процессе строительства установки МКУ на приустьевой зоне скважины (применение пайки, сварки, работа с электроинструментом) и обслуживании существует возможность возникновения пожара. В зависимости от размера и расположения очага, в качестве средств пожаротушения применяются следующие средства:

- первичные средства пожаротушения;
- огнетушители переносные, передвижные, стационарные углекислотные;



- пожарные рукава.

При возникновении пожара действия администрации, пожарной охраны, членов ДПД, первую очередь должны быть направлены на обеспечение безопасности и эвакуацию людей, оказавшихся в зоне пожара.

Безопасность людей должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочными решениями зданий, сооружений и помещений, гарантирующими возможность проведения быстрой эвакуации в случае возникновения пожара и ограничивающими его распространение;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии путей эвакуации и имеющихся в здании средств противопожарной защиты;
- применением для отделки стен и потолков на путях эвакуации людей негорючих материалов, а также материалов, неспособных распространять горение по поверхности;
- содержанием в исправном состоянии устройств, обеспечивающих герметизацию дверей коридоров и тамбуров;
- исправным, в том числе аварийным освещением в ночное время путей эвакуации;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за соблюдением мер пожарной безопасности при проведении ремонтных работ, на путях эвакуации.

В случае возникновения пожара должна быть обеспечена возможность безопасной эвакуации людей из производственных, вспомогательных и других зданий, сооружений и помещений. Запоры на дверях эвакуационных выходов должны обеспечивать возможность их свободного открывания изнутри без ключа. В зданиях (помещениях) запираение дверей помещений, в которых находятся люди, а также дверей запасных эвакуационных выходов запрещается.

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

### **5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Для обеспечения безопасной эксплуатации на опасных производственных объектах выполняются требования [34]:

Федерального закона №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 2 июня 2016 года);

- нормативно-правовых актов Ростехнадзора;
- ведомственных нормативных документов ПАО "Газпром" и ООО "Газпром добыча Ямбург";
- настоящего технологического регламента;
- заводских инструкций по эксплуатации технологического оборудования.

К работе допускаются лица, удовлетворяющие соответствующим квалификационным требованиям и не имеющие медицинских противопоказаний к указанной работе.

Обеспечивается наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями.

В установленные сроки выполняются распоряжения и предписания ООТиТБ, СПБиТН, Ростехнадзора.

Проводятся учебно-тренировочные занятия по ПМЛА.

Имеются нормативно-правовые акты и нормативные технические документы, устанавливающие правила ведения работ на опасном производственном объекте.

Требования к организации обучения и проверки знаний по безопасности рабочих основных профессий организаций, поднадзорных Ростехнадзору, установлены в "Положении об организации обучения и проверки знаний рабочих организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (РД 03-20-2007)". Проверка знаний рабочих в области безопасности проводится в объеме квалификационных

требований, а также в объеме требований производственных инструкций и иных инструкций для данной профессии.

Все применяемое оборудование и технические средства сертифицированы в соответствии с действующим законодательством РФ, имеют сертификат или декларацию соответствия требованиям технических регламентов, либо заключение экспертизы промышленной безопасности. Технические устройства, в том числе иностранного производства, сертифицированы на соответствие требованиям промышленной безопасности.

Технические устройства в течение всего срока их использования подлежат техническому обслуживанию. Объем и сроки проведения профилактических работ для поддержания технического устройства в исправном состоянии определяются в технической документации на данное устройство.

Безопасная и безаварийная эксплуатация обеспечивается, в том числе путем своевременного проведения экспертиз промышленной безопасности, испытаний и освидетельствований зданий, сооружений и технических устройств и выполнения других организационно-технических мероприятий:

- здания, сооружения, помещения и технологическое оборудование должны эксплуатироваться в соответствии с технологическим регламентом и техническим паспортом;
- для всех производственных и складских помещений, а также наружных установок должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», которые следует обозначать на дверях помещений и наружных установок;
- около оборудования, имеющего повышенную пожарную опасность, следует вывешивать знаки безопасности;
- регулярно в установленные сроки должна осуществляться проверка состояния огнезащитной обработки (пропитки) строительных конструкций, инженерного оборудования зданий и сооружений в

соответствии с инструкцией изготовителя огнезащиты, на основании которой составляется акт (протокол) проверки состояния огнезащитной обработки (пропитки), и обеспечивается устранение повреждений огнезащиты;

- в случае окончания гарантированного срока огнезащитной эффективности в соответствии с инструкцией завода-изготовителя и/или производителя огнезащитных работ должна проводиться повторная обработка конструкций и инженерного оборудования зданий и сооружений;
- в местах пересечения стен, перегородок, перекрытий и ограждающих конструкций различными инженерными и технологическими коммуникациями образовавшиеся отверстия и зазоры должны быть заделаны строительным раствором или другими негорючими материалами, обеспечивающими требуемый предел огнестойкости и дымо-газонепроницаемости.

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

Производственные объекты и помещения необходимо располагать с наветренной стороны (по розе ветров) по отношению к источнику возможного выделения сероводорода [37].

На территории промплощадок должны быть установлены хорошо видимые устройства для определения направления ветра (конус, флюгер и др.). В темное время устройства необходимо освещать. Число, типы и места установки этих устройств определяются проектом.

Производственные объекты, газоопасные места и прилегающая к ним территория (в том числе подъездные пути), а также трассы действующих газо-, нефте- и конденсатопроводов должны быть обеспечены необходимыми знаками безопасности и надписями.

Помещения для приготовления и приема пищи, отдыха свободной от работы вахты размещаются на расстоянии не менее 200 м от устья скважины. Помещения буровых установок должны быть оборудованы вытяжной вентиляцией, включаемой от датчиков на сероводород при достижении ПДК.

График оснащения помещений буровых установок вентиляционным оборудованием согласовывается с местными органами Госгортехнадзора.

## Заключение

В ходе выполнения работы были детально изучены геолого-физические характеристики Ямбургского НГКМ. Выявлены основные проблемы, возникающие при эксплуатации скважин на поздней стадии разработки, и последствия, к которым они могут привести. Детально исследованы существующие методы для повышения производительности самозадавливающихся газовых скважин.

Особое внимание было уделено анализу достоинств и недостатков всех современных технологий для эксплуатации скважин с учетом эффекта самозадавливания. На основе проведенного анализа в качестве наилучшего технологического решения для продления срока эксплуатации скважин было выбрано использование модульной компрессорной установки.

Для анализа динамики отбора газа был выбран КГС №415 Ямбургского НГКМ. Полученные результаты демонстрируют, что МКУ продолжительное время (до 3-4 лет) после установки работает на максимальном пределе своей производительности, при этом расход газа, соответствующий пределу производительности 7 базы, отмечается только через 10-12 лет эксплуатации.

Предполагаемый технологический эффект от применения установки МКУ за расчетный период (17 лет) на КГС №415 составил 554,48 млн.м<sup>3</sup>.

Предполагаемый экономический эффект от применения установки МКУ за расчетный период (17 лет) на КГС №415 составил 503,08 млн.руб. Положительные экономические показатели при внедрении МКУ достигаются за счет увеличения добычи газа и газового конденсата, снижения энергетической составляющей эксплуатационных затрат, более эффективной загрузке ДКС.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был проведен анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, в ходе которого сделали оценку сравнительной эффективности научной разработки и

определить направления для ее будущего повышения, а также SWOT-анализ проекта с определением его сильных и слабых сторон с последующей оценкой угроз и возможностей. Были определены возможные альтернативы проведения научных исследований. Также посчитан бюджет НТИ, равный 86114 руб.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ возможных вредных и опасных факторов. В качестве вредных факторов выявлены повышенный уровень шума и вибрации, опасных - поражение электрическим током и пожароопасность. Рассмотрено влияние на окружающую среду и предложены мероприятия для обеспечения экологической безопасности. Чрезвычайная ситуация определена в виде пожара на объекте куста скважины.

При эксплуатации и установке МКУ следует строго соблюдать технику безопасности, иметь средства коллективной и индивидуальной средств защиты, проводить своевременные проверки по знаниям промышленной безопасности персонала и рабочего оборудования, чтобы заранее предотвратить аварию, которая может привести к последствиям различной тяжести.

## **Список публикаций студента**

Статья принята к печати:

Кондратьев Д.А. Оценка влияния различных факторов на выносящую способность поверхностно-активных веществ. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).



## Список используемых источников

1. Бородин С.А. Экспериментальное обеспечение разработки технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии: Дис ... канд. техн. наук. – Москва, 2012. - 155 с.
2. Бузинов С.Н., Гереш Г.М. Технология эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений: Обзорная информация. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – 68 с.
3. Бузинов С.Н. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / С.Н. Бузинов, Г.М. Гереш, С.А. Бородин и др. // Газовая промышленность. – 2011. – № 12. – С. 18–21.
4. Воронцов М. А., Ротов А. А., Марущенко И. В. Перспективы применения распределенного компримирования в промысловых системах добычи газа. Вести газовой науки, 2014. – С. 164-173.
5. Воронцов М.А. Энергоэффективность компримирования природного газа на промысле при неравномерности показателей эксплуатации основного газоперекачивающего оборудования: дис. ... канд. техн. наук / М.А. Воронцов. – М., 2013. – С. 155.
6. Гасумов Р.А., Тенишев Ю.С., Липчанская Т.А., Шихалиев И.Ю., Белолапотков Г.Г., Мазанов С.В. Удаление жидкости из газовых и газоконденсатных скважин в процессе их эксплуатации и ремонта: теория и опыт М.: ОАО «Газпром», 2007. – 86 с.
7. Еранов А.П. Развитие отечественного винтового компрессоростроения. Вехи и достижения / А.П. Еранов, Ю.А. Паранин, И.Г. Хисамеев // Компрессорная техника и пневматика. – № 5. – 2008. – С. 8–12.
8. Калинин А.В. Реализация основных положений Концепции разработки месторождений углеводородов на завершающей стадии / А.В. Калинин, Д.В. Люгай, Ф.Р. Билалов // Газовая промышленность. – 2012. – № 4. – С. 20–21.

9. Корнилович, Олег Павлович. Техника безопасности при работе с инструментами и приспособлениями / О. П. Корнилович. — Москва: Энергоатомиздат, 1992. — 93 с.: ил. — Библиотека электромонтера; Вып. 633. — Библиогр.: с. 94.
10. Косов В. В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В. В. Косов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров.
11. Кустышев А.В. Епрынцев А.С. Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 9. С. 59–64.
12. Лаптев Е.М. Технические и технологические решения по оптимизации работы газосборной сети месторождений Вуктыльской группы / Е.М. Лаптев, О.Ю. Коновальчук // Рассохинские чтения: сб. науч. тр. – Ухта: Ухт. гос. техн. ун-т. – С. 111–112.
13. Ли Джеймс, Никенс Генро, Уэллс Майкл Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008.– 384 с.
14. Козинцев А.Н. Опыт использования поверхностно-активных веществ на Медвежьем месторождении/Козинцев А.Н., Лапердин А.Н., Величкин А.В. Ермилов О.М.//Наука и техника в газовой промышленности. – 2013. – №3. – С. 35 – 38.
15. Максименко, Георгий Тарасович. Техника безопасности при применении пожароопасных, взрывоопасных и токсичных материалов / Г. Т. Максименко, В. М. Покровский. — 3-е изд., перераб. и доп. — Киев: Будівельник, 1987. — 150 с.: ил.: 22 см. — Библиогр.: с. 148 (27 назв.).
16. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий : учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. —

Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364- 365.

17. Минликаев В. З., Дикамов Д. В., Арно О. Б., Меркулов А. В., Кирсанов С. А., Красовский А. В., Свентский С. Ю., Кононов А. В. Применение мобильных компрессорных установок на завершающей стадии разработки газовых залежей // Газовая промышленность. – 2015. – № 1. – С. 15-17.
18. Морозов П.А. Исследование работы ДКС при разработке газовых и газоконденсатных месторождений / П.А. Морозов, И.С. Тышляр // Газовая промышленность. – 1976. – № 1 (2). – С. 49–51.
19. Николаев О.В., Гереш Г. М., Оптимизация диаметра лифтовых труб на поздней стадии разработки газовых месторождений // Вести газовой науки. 2014. №4.
20. Новиков А.В., Вольф А.А. Анализ существующих технологий эксплуатации самозадавливающихся скважин // Наука, техника и образование. 2017. №3 (33).
21. Паранин Ю. А. Винтовые компрессорные установки нового поколения / Ю. А. Паранин, М. Д. Садыков, Р. Р. Якупов и др.: труды XV Междунар. науч.-техн. конф. по компрессорной технике. –Казань:Слово, 2011. – Т. 1. – С. 112–117.
22. Пряников, Виктор Иванович. Техника безопасности в химической промышленности: учебное пособие / В. И. Пряников. — Москва: Химия, 1989. — 288 с.: ил. — Библиогр.: с. 240-242.
23. Федоров А. О. Анализ технологий эксплуатации газовых скважин с учетом эффекта самозадавливания / А. О. Федоров; науч. рук. П. С. Дозморов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г.: в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. — [С. 431-433].

- 24.Саранча А.В., Огай В.А. Эффективность применения отечественных мку при добыче низконапорного сеноманского газа. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2016;(2):79-83.
- 25.Шестакова А.В. Обоснование технологического режима эксплуатации обводняющихся газовых скважин: Дис ... канд. техн. наук. - Москва, 2013. - 166 с.
- 26.Шестерикова Р.Е. Обеспечение устойчивой эксплуатации газосборных сетей и скважин при добыче низконапорного газа / Р.Е. Шестерикова, Е.А. Шестерикова // Газовая промышленность. – 2015. – № 772. – С. 64–68.
- 27.Шулятиков И.В., Сидорова С.А., Медко В.В., Пристанский А.Г. Технологические процессы и оборудование для эксплуатации газовых скважин в условиях, осложненных наличием жидкости и разрушением призабойной зоны пласта // Обз. инф. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2005. – 103 с.
- 28.Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений (утв. и. о. Председателя Правления ОАО «Газпром» С. Ф. Хомяковым от 09.09.2009 г. № 01/07-99).
- 29.Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов" (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 N ВК 477);
- 30.Проект разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения. – М.: "ВНИИГАЗ", 1997. – 331.
- 31.Технологический регламент на эксплуатацию опасных производственных объектов газового промысла №4 Газопромыслового управления Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, 2016 – 241 с.

- 32.СТО Газпром 2-3.3-164-2007. Методика по составлению технологического режима работы промысла (УКПГ) с расчетом технологических параметров от пласта до входа в ГКС.
- 33.ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 34.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 35.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
- 36.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
- 37.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 38.СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
- 39.Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
- 40.Behl N. Improved production in low-pressure gas wells by installing wellsite compressors / N. Behl, K.E. Kiser, J. Ryan // SPE Gas Technology Symposium. – 2006.
- 41.Bode D.H. Small wellhead compressor packages finding popularity / D.H. Bode // Diesel progress North American. – 1985. – № 51 (12). – P. 24–25.
- 42.Enhancing Recoverable Reserves in Mature Fields.– <http://www.iatmi.or.id/assets/bulletin/pdf/2008/2008-24.pdf>.
- 43.Harms L.K. Wellhead compression on tight gas wells in the long run: a follow-up case history on seven years of success in lobo / L.K. Harms // Tight Gas Completions Conference. – 2010.
- 44.Rooney M.J. Small compressor units successfully field-tested / M.J. Rooney // Oil and Gas Journal. – 1975. – № 73 (34). – P. 81–83.
- 45.Wellhead gas compression maximizes gas feed to Pakistan gas plant. – <http://www.ogj.com/articles/print/volume-109/issue-14/drilling-production/wellhead-gas-compression-maximizes-gas-feedto-pakistan.html>.

**Приложение А  
(обязательное)**

**Analytical review of existing technologies of self-pressed wells**

Студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ7Э	Кондратьев Дмитрий Алексеевич		

Руководитель ВКР

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

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

# **1. ANALYTICAL REVIEW OF EXISTING TECHNOLOGIES OF SELF-PRESSED WELLS**

## **1.1 Analysis of existing technologies for the operation of self-pressed wells**

Now there are relevant problems which arise and in the nearest future will become sharper, at further operation of a cenomanian gas deposit, such as [20]:

- watering of wells layered water;
- fluid accumulation in the system of collecting products;
- self-pressed of wells owing to fluid accumulation on a bottom hole and in a trunk of wells at low outputs of gas;
- layer collector destruction;
- formation of sandy cork.

Stable functioning of gas wells can be ensured by different physical and and chemical methods. To prevention of self-pressed of wells water applies a set of the geological and technical actions directed to increase in gas velocity in the pump-compressor pipes (PCP), restriction of inflow of plantar water, cleaning of a bottom hole of the sandy cork reducing its output namely [6]:

- a periodic purge of the well with production of gas-liquid mix in the atmosphere;
- use of the concentric piston;
- processing of a bottom-hole zone of layer liquid or solid surfactants;
- use of the free piston;
- replacement of PCP by pipes of smaller diameter;
- use of modular compressor units.

### **Periodic purge of the well gas**

One of the most widespread methods of recovery of an operation mode of the self-pressed wells is the purge of trunks of wells on torch installation [1]. As a result flow rate increases in lift pipes and the carrying out of liquid from a well trunk is provided.

The purge of the well occurs by receipt of a high pressure gas from BKS exit through a trade loop in annular space of the well. As a result the total cost of the gas arriving on a well bottom hole from layer and through annular space from the mouth becomes higher than critical and there is a carrying out of liquid from the well. Products of the well move in GGS. The gas rate, coming to annular space of one well (a flooding output) is regulated by means of the angular union in limits up to 100 thousand m<sup>3</sup>/d.

Purge of a trunk of wells - the easiest way from the point of view of used technicians, the equipment and materials an action. However the purge has the mass of shortcomings, such as [6]:

- short-term increase in a depression at layer;
- irrevocable losses of gas in the atmosphere;
- harm to the environment;
- the sharp decrease in bottom-hole pressure resulting in danger of destruction of the collector and pulling up of plantar water.

### **Placing of concentric production string**

Placing on the well of the CPS system provides operation of wells on joint space of two lift columns of large and smaller diameter with an output above, than when replacing PCP by smaller diameter.

The main objective of technology of operation of wells for CPS is the carrying out of liquid and mechanical impurity from bottom hole of wells due to fall forward of a gas flow in PCP [26]. The technology optimizes the mode of operation of the watered wells by means of automatic maintenance in CPS of value of an output of the gas exceeding for 10–20% the minimum value of an output of the gas necessary for removal of liquid on CPS. Maintenance of a preset value of an output (under the



current reservoir pressure) is carried out by continuous control of an output of gas on the way of a gas flow from CPS and change of gas offtake from GPS at change of pressure upon well head.

The gas which arrived from layer on a bottom hole is divided into two flows: on CPS and the main PS (on interstring space), concentrically placed one in another and reported on a bottom hole among themselves. Gas flows after rise to well head connect and come to one gas-collecting collector [30].

On the line of the connecting pipeline from interstring space install the control valve. By means of WS constantly maintain necessary value of an output of gas on CPS providing carrying out of liquid from a well bottom hole due to reduction of an output of gas on GPS.

At accumulation of liquid in a well trunk the interstring space control valve is temporarily partially blocked, providing increase in an output of gas on CPS to the value sufficient for removal of liquid.

Diameter of CPS is selected so that removal of liquid happened quickly enough and the most part of time the well worked on two channels with a high output.

The typical circuit of the well with CPS is presented in figure 1. The recommended technology of operation of the self-pressed wells with the CPS system provides application:

- the underground equipment of the well, including a flexible resin-grouted pipe, the three-position choke valve, a funnel;
- a ground equipment, including a well-control equipment and the automated managing complex in case of its installation.

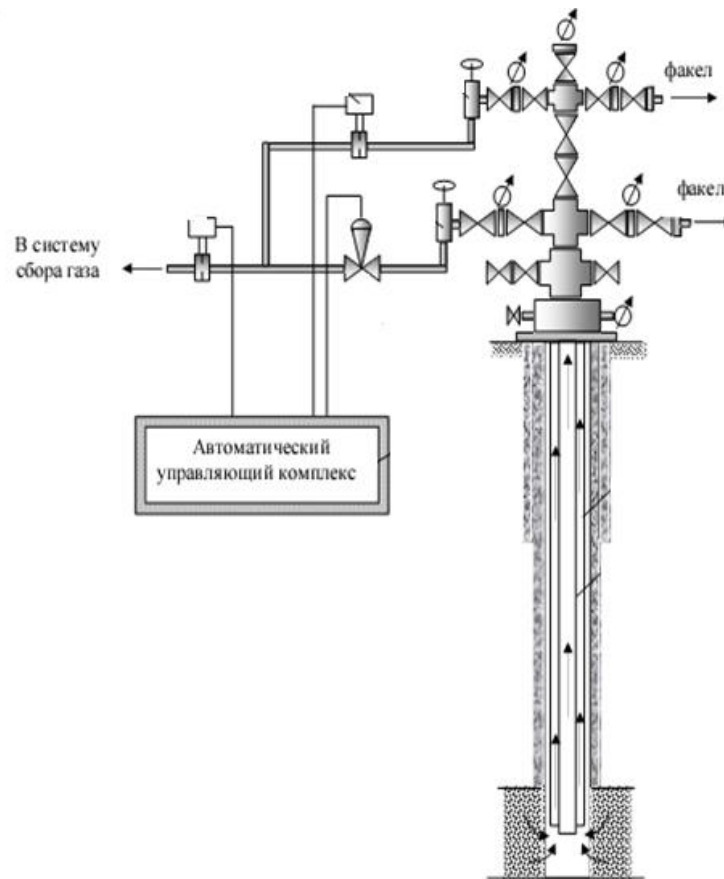


Figure 1 – Typical circuit of the well with a concentric production string

Advantages and shortcomings of technology:

- reduction of quantity of purges of a trunk of wells with production of gas in the atmosphere;
- the large volume of works on service in comparison with other wells;
- increase in an output due to continuous carrying out of liquid and by that reduction of filtrational resistance on a well bottom hole;
- decrease in an output of the well at partial overlapping of intercolumned space for ensuring carrying out of liquid on the GPS.

## **Application surfactant**

At operation of cenomanian gas wells on a closing stage of mining wells on which there is a periodic decrease in an output, any pressed, up to a full stop are noted (because of insufficient flow rate of gas in an operational column and production string). Foaming agents (surfactants) are applied to prevention of self-pressed [14].

Surfactant is represented by connections which reduce surface tension on limit of the section of a firm or liquid phase owing to its positive adsorption on a surface. Owing to decrease in surface tension on limit of the section of phases the size of drops of water in the environment of oil decreases several times, at the same time small drops of water are forced out from layer to the well much quicker and with smaller expense of external energy, than large. Therefore, with decrease in an interphase tension on border oil - water increases the speed and completeness of replacement of water by oil from a bottom-hole zone.

Structures of solid surfactant represent rods of a cylindrical form with a diameter up to 40 mm, up to 500 mm long, the mass of one rod is about 0.5 kg. As a part of rod solid surfactant it is, as a rule, applied synthanol by OS-20 (80-85%) and sodium laurilsulfate (15-20%) with the general concentration of 0.5% to the volume of the deleted liquid (5 kg on 1 m<sup>3</sup>):

Processing of the surfactant well takes place in two stages:

- primary (shock) processing;
- subsequent periodic processings.

Preprocessing is carried out for removal of a fluid column and definition of the period of further input surfactant. On average, it is necessary for these processing 12÷15 kilograms of solid surfactant. For influence surfactant is kept time not less than 4-5 hours with control of estuarial pressure and temperatures. After that start-up of the well is carried out. The scheme of a binding of well head when processing surfactant is submitted in figure 2.

Works on input carry out surfactant in the following sequence. Ball valve 25 opens and rod of solid surfactant then it is closed and opens ball valve 26 keeps

within a lubricator. After reset of solid surfactant to the well ball valve 26 is closed and pressure in a lubricator 24 through a valve 27 is issued. Process repeats to a full expense of solid surfactant. After the end of process the crown valve 1 is closed. The well is left in the closed status on 1 h for the purpose of delivery of rods of solid surfactant to a bottom hole of wells and ensuring their dissolution in borehole liquid.

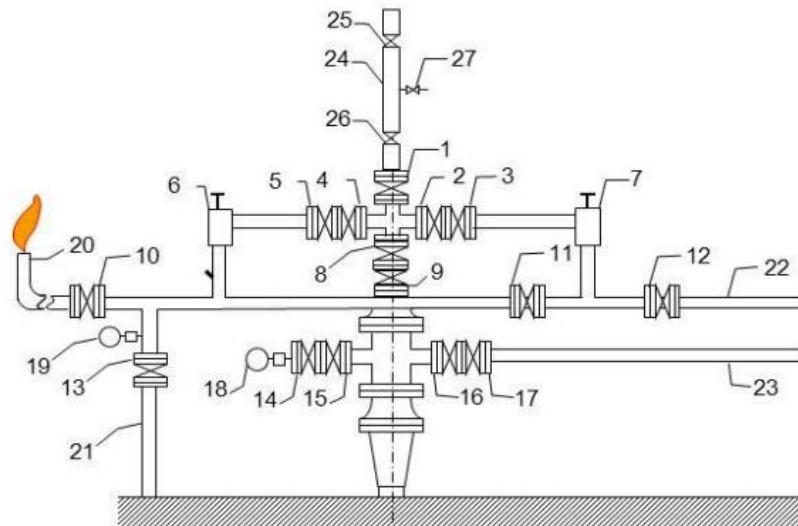


Figure 2 – Typical circuit of a binding of well head when processing by solid surfactants:

1 – crown valve; 2,3,4,5,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17 – damper; 6,7 - center-to-face valves; 18,19 - manometers; 20 – flare line; 21 – loop; 22,23 - choke and kill lines; 24 – a lubricator for input of solid surfactants; 25,26 - ball valves; 27 – valve

Periodic processing is carried out for the purpose of further prevention of fluid accumulation in a well trunk.

For periodic giving of solid surfactants to the well as the capital equipment the lubricator is used. The lubricator is established on a crown valve 1 and at regular input to the solid surfactants well is not dismantled.

## **Application of a free piston**

The free piston is used for raising of liquid from the well due to energy of the gas which is under pressure which is a kind of the periodic gas-lift with use of a plunger and is used for removal of liquid from a gas well [2].

Installation of the free piston consists of the equipment mounted on a surface, the underground equipment and a plunger. A plunger — the basic work item. Depending on a well output on gas and a fluid influx to a face plungers are used:

- self-sealing;
- like "the flying valve";
- constant outer diameter;
- combined, intended for wells with a differing column of pump-compressor pipes.

For extraction of liquid from the well the plunger is established in the available pump-compressor pipes. The plunger with opened the valve goes down and closed at blow about the lower limiter. Then under the valve pressure grows until it together with liquid does not begin to rise. After water together with gas goes to a combined collector. The valve, hitting against the upper limiter, opens and the cycle is repeated [3].

Advantages and shortcomings of technology:

- reduction of quantity of purges of wells with production of gas in the atmosphere;
- equipment installation of the free piston is carried out without muffling of the well and no more than 30 minutes proceed;
- low cost of the equipment;
- the large amount of works on service in comparison with other wells;
- the partial frosting of an internal cavity of PCP and well-control equipment interfering passing of the valve;
- impossibility of application in the wells equipped with a gushing armature of import production.

## **Replacement of PCP by pipes of smaller diameter**

In a different way maintenance of necessary speed of a gas-liquid flow for carrying out of the condensation water accumulating on a bottom hole replacement of PCP by pipes of smaller diameter is. Such replacement allows to increase the hoisting speed of products of wells at the same depressions by layer that provides carrying out of the drops of liquid accumulating on a bottom hole, a gas flow [19].

On the self-pressed wells of the Yamburg's field replacement of PCP is provided in case of need mufflings of the well for carrying out the water insulating works connected with implementation of reservoir water, need of extraction of a packer and also as a result of the changes connected with corrosion and erosive processes.

The short plan of works on modernization of wells as replacement of PCP looks as follows [31]:

- on the well the materials necessary for work are delivered;
- mounting and arrangement of the equipment and special equipment is carried out;
- technological solutions (the blocking solution, muffling liquid) prepare;
- the well is muffled;
- the mobile hoisting unit is mounted, the estuarial equipment is dismantled, the binding of the mouth and molding of a wellhead part of the well via air defense flowlines is made;
- the PS from the well is retrieved;
- sections PE with pressure leakage test in assembled form are screwed together;
- the gauging of an operational column to a packer installation site is carried out;
- PE goes down (to make descent of PE to the well with a speed no more than 0.45 m/s);
- air defense is dismantled, the fir-tree of a wellhead equipment is mounted, molding of a wellhead equipment is carried out;

- work on a call of inflow and mastering of the well is carried out;
- the mobile hoisting unit and the installed equipment is dismantled.

It allows to provide the speed sufficient for continuous carrying out of liquid and stabilization of outputs only for some time. Replacement of PCP is always followed by decrease in an output of wells. The replacements of pipes PS by pipes of smaller diameter made earlier analyses on cenomanian deposits of Nadym-Pur-Taz region showed relative efficiency of a measure only on the wells working with gas outputs, considerably smaller critical – for 30-80%.

In conclusion it is possible to note that replacement of lift pipes is rather effective remedy of fight against an exit of wells from a steady operation mode. However outputs about results and expediency of replacement of pipes can be made only after long operation.

Among shortcomings of traditional replacement of PCP it is possible to note:

- muffling of wells, and as a result, clogging of bottom-hole formation zone, increase skin factor, saturation by process liquids;
- costs of rejection, transportation and utilization of PS;
- decrease in an output of the well at reduction of diameter of PS owing to friction losses with other things being equal;
- increase in duration of works at extraction of the PS equipped with a packer, increase in probability of emergency recovery operations of absorption of process liquids;
- increase in speed of a gas-liquid flow in the well for short term in comparison with mining term.

### **Placing of modular compressor units**

Now the gas field is on a closing stage of development and is operated in the mode of the falling gas production. Decrease in volumes of gas production has an adverse effect on overall performance of gas compressor units (GCU) of BCS and causes the necessity of their reconstruction.

One of options allowing to support inlet pressure in BCS at the existing level (not less than 1 MPa) is association of gas-collecting loops of group of gas wells and installation in the system of collecting gas of modular compressor units [17].

The modular compressor unit (Application B) is intended for compression of the gas coming from the well, it's giving to the elevated gas pipeline loop and further on the complex gas processing unit.

Compression of gas is carried out in one step of compression on the screw compressor unit.

For ensuring effective purification of reservoir gas as a part of MCU the system of protection against volley emissions, separations from gas of reservoir liquid and mechanical impurity is provided. The scheme of purification of reservoir gas is provided two-level: the first step – dynamic, the second – filtering. Cleaning is provided in the separator- slug catcher of the first step, the separator of the second step and by means of the filter. The dynamic step consists of four elements allowing serial shutdown for saving of optimum gas velocity at change of an expense. The filtering elements are made of material with a subtlety of cleaning of 10 microns.

Increase in volumes of gas production is reached by increase in selections from the exhausted wells at connection of MCU to GGS. It allows to increase the throughput of loops, to reduce estuarial pressure and, as a result, to increase outputs of wells.

Along with increase in volumes of gas production application of MCU has a number of such technological advantages as:

- decrease in negative effects of fluid accumulation in the trade systems of collecting gas and, as a result, improvement of operating conditions of wells;
- decrease in hydrodynamic losses in field pipelines due to increase in level of service pressures;
- more flexible regulation of operation modes of GBS that will allow to provide conditions of effective loading of gas-distributing units (GDU);
- possibility of management of development of separate zones of a gas deposit and rational use of energy of reservoir pressure.



## **1.2 Results of the conducted research**

All above-mentioned technological methods solve the main problem at operation of wells at a late stage of development, namely a problem of self-pressed of wells owing to fluid accumulation in the well. But it is possible to apply not all these ways everywhere. On the basis of the analysis of the offered technological methods recommendations about their application are developed.

### **Periodic purge of the well gas**

This method is the simplest and economic as it does not require installation of the expensive equipment. However at a purge there is a decrease in bottom-hole pressure that can lead to destruction of the collector. Technological losses of gas in the atmosphere are also inevitable that can do harm to the environment.

The periodic purge of annular space of the well is recommended by a dry gas for the wells equipped with pair loops and not complicated by intensive watering. Temperature of gas should be sufficient to provide the non-hydrated mode of operation of wells.

### **Placing of concentric production string**

On the Yamburg's field, being on a closing stage of development, equipment of the CPS wells is one of the most preferable technical technology solutions for operation of the low pressure wells leaving in inaction because of fluid accumulation on a face now. Work without muffling of wells will allow to reduce the estimated cost of works and also will allow to avoid a negative impact of process liquids to reservoir properties of the well. In the conditions of the final stage of development of a cenomanian deposit of the Yamburg's field estuarial, underground and ancillary equipment for descent and a binding of CPS should provide the optimum mode of operation of the watered wells by means of maintenance of a preset value of an output necessary for carrying out of condensation liquid and mechanical impurity from a face, thereby preventing a possible stop of wells owing to accumulation of a fluid column.

Their shortcomings of this method it is worth selecting:

- large amount of works on service;
- decrease in an output of the well at partial overlapping of intercolumned space for ensuring carrying out of liquid on the general production string.

### **Application surfactant**

Use surfactant is the traditional way of removal of liquid from a well trunk applied on many gas fields for the purpose of increase in productivity of wells. This method is simple and does not demand installation of the expensive equipment. However at mass application surfactant education the stable-foam is possible that can cause the general decline in quality of trade preparation of gas and additional load of compressor units.

Therefore processing of the well by structures surfactant is recommended to be applied in the absence of economic feasibility of other listed technologies.

### **Application of a free piston**

Installation of a plunger in a production string is reasonable at formation of large volumes of condensation water. This installation can prolong the term of operation of the well considerably. From advantages it is also worth selecting the low cost of the equipment and rather fast installation which takes place without muffling of the well.

However this technology did not gain mass distribution in view of periodically repeating failures in work and gradual destruction of the equipment owing to heavy shock loads. Also this equipment cannot be used in wells with narrowing, ovality and a misalignment of elements of the elevator. So, use of this method is not recommended.

### **Replacement of PCP by pipes of smaller diameter**

This technology is widely applied in the world and in case of successfully performed operation leads to increase in gas recovery.

However replacement of PCP is a very expensive operation. Also because of need of muffling of the well there is a considerable pressure loss in a lift column therefore there are considerable losses in a well output.

Installation of concentric lift columns as it does not demand muffling of the well that plays a large role in the conditions of a closing stage of development and with low reservoir pressures is more effective in this case. Therefore replacement of PCP is recommended only on the wells working with gas outputs it is much less critical – for 30-80%.

### **Placing of modular compressor units**

The MKU installation on bushes of gas wells as a technology solution has a complex of the advantages allowing to fight effectively against a number of the geological and technological problems arising when developing gas deposits, in particular at the final stage characterized by gas production falling, decrease in energy potential of layer and active implementation of the spreading water. It is possible to carry to their number:

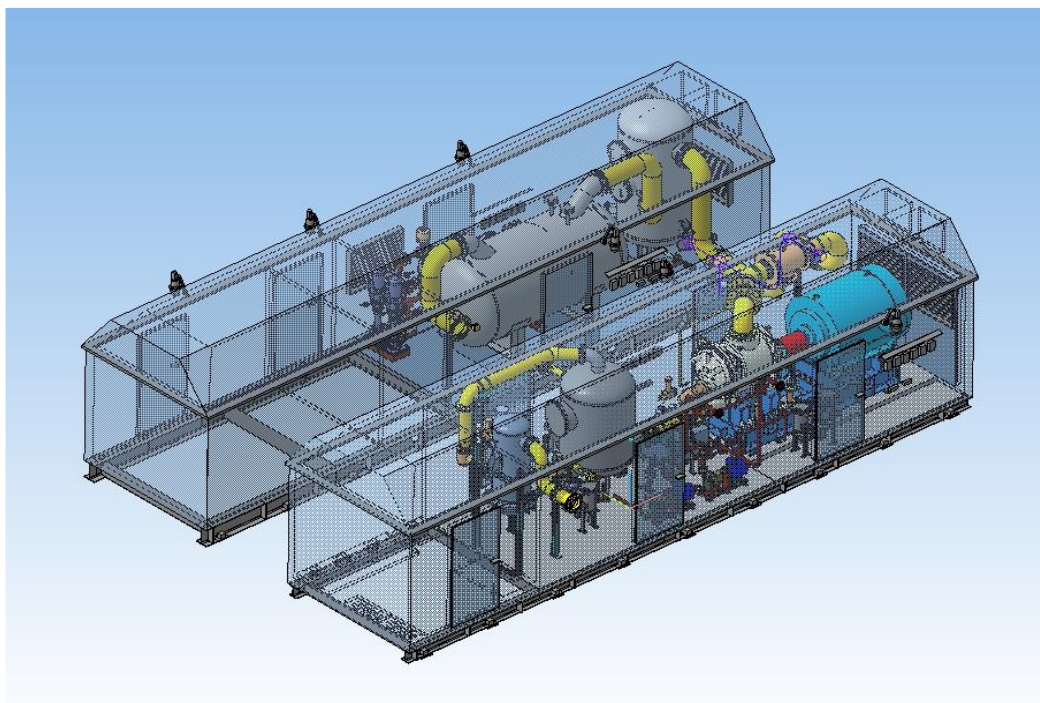
- significant increase in gas offtakes due to additional compression of gas on the bushes of gas wells allowing to reduce the estuarial pressure of wells;
- extension of term of work of wells;
- reduction of capital expenditure for reconstruction of wells, gas-collecting network;
- a possibility of a preliminary dewatering and gas purification on bushes of gas wells before giving in a loop;
- effective prevention of the self-squeeze of wells caused by the low speeds of a current of gas not capable to take out condensation liquid;
- decrease in carrying out of mechanical impurity (due to removal of condensation liquid under the influence of which there is a swelling of clay components of breed and as result, decrease in the fastening properties);
- more intensive working off of reserves of layer before implementation of water to this area.

Action of all above-mentioned methods is directed, first of all, on a production intensification when watering and does not promote gain of the saved-up gas production.

Extension of term of operation of wells due to decrease in estuarial pressure is more difficult and expensive task. Nevertheless, the compression of gas by means of the modular compressor unit allowing to increase production on a closing stage of work of the well can give positive economic effect.

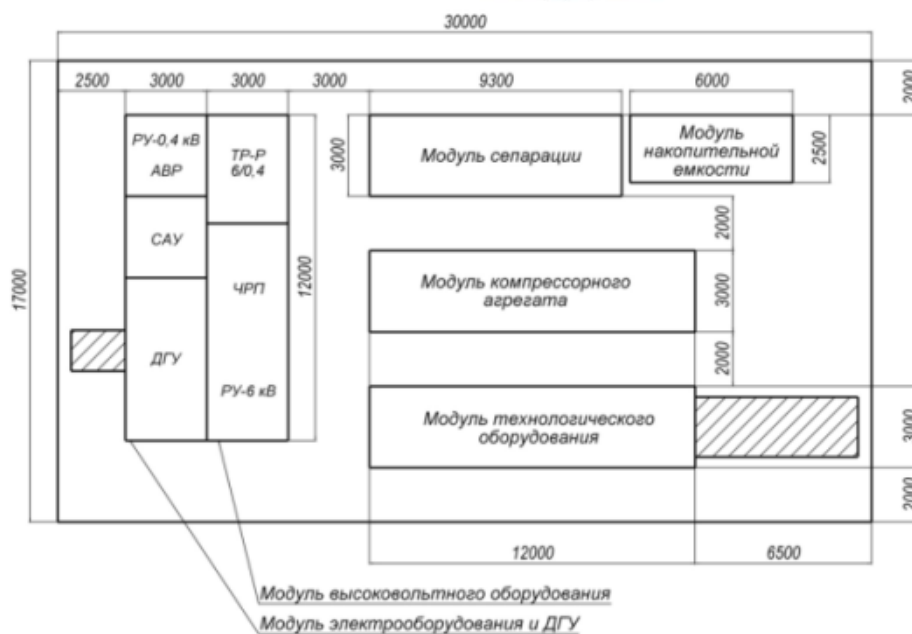
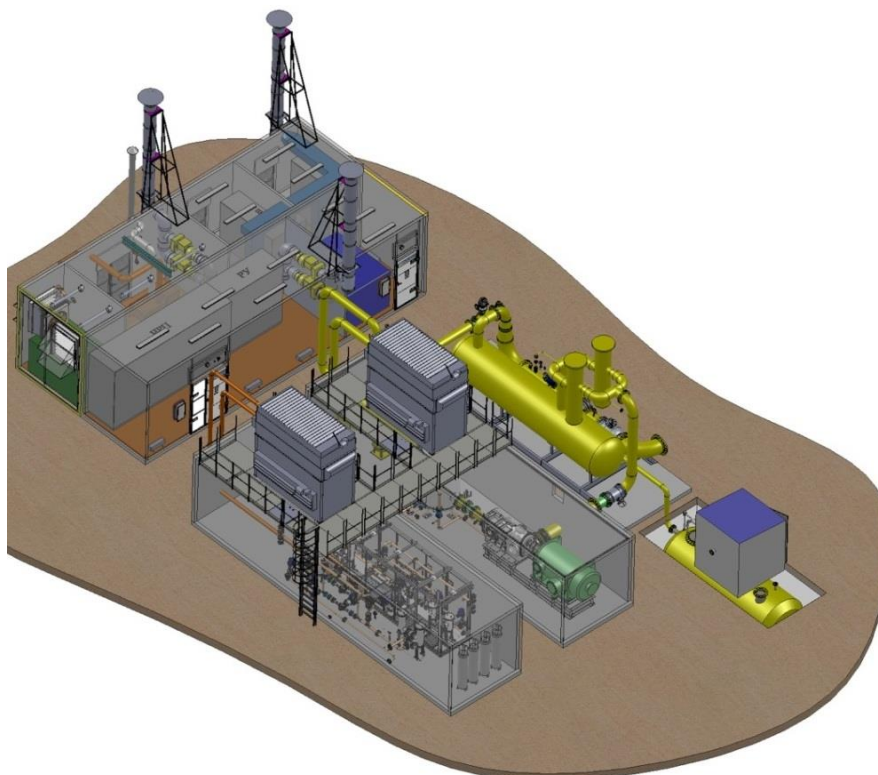
## Приложение В

МКУ ТАКАТ 64.09 М4 УХЛ1 (ОАО “Казанькомпрессормаш”)



## Приложение С

### План расположения модулей МКУ



# Приложение Д

## Принципиальная технологическая схема МКУ КГС №415

