

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

---

Институт – Институт природных ресурсов  
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Кафедра - Геология и разработка нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ состояния разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения (Республика Саха (Якутия))</b>

УДК 622.279-047.44 (571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Шакиров Владислав Алексеевич		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	К. Э. Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	К. Т. Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геология и разработка нефтяных месторождений	Чернова Оксана Сергеевна	К. Г.-М. Н.		

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

---

Институт – Институт природных ресурсов  
Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Кафедра - Геология и разработка нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой ГРНМ

\_\_\_\_\_  
(Подпись) \_\_\_\_\_ (Дата) О.С.Чернова

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской выпускной квалификационной работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Шакиров Владислав Алексеевич

Тема работы:

Анализ состояния разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения  
(Республика Саха (Якутия))

Утверждена приказом	1960/с от 22.03.2017 г.
---------------------	-------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017г.
--	--------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Данные по состоянию разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения на 2013 год
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Общие сведения о месторождении; 2. Геолого-физическая характеристика месторождения; 3. Анализ разработки Средневилюйского месторождения; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность; 6. Заключение; 7. Список использованных источников

<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная схема структурно-тектонического расположения Средневиллюйского ГКМ;</li> <li>2. Стратиграфический разрез скважины;</li> <li>3. Распределение толщин свит в пределах Средневиллюйского ГКМ;</li> <li>4. Схематический разрез продуктивных горизонтов Средневиллюйского ГКМ;</li> <li>5. Фактическая добыча газа по годам на Средневиллюйском ГКМ;</li> <li>6. Добыча газа по пластам на Средневиллюйском ГКМ;</li> <li>7. Карты изобар по пластам на Средневиллюйском ГКМ;</li> <li>8. Зависимость коэффициента сжимаемости <math>z</math> в интервале для залежи на Средневиллюйском ГКМ;</li> <li>9. Показатели разработки продуктивного горизонта на Средневиллюйском ГКМ;</li> <li>10. Графики годовых отборов и фактического падения давления в зависимости от накопленного отбора;</li> <li>11. Среднесуточные дебиты и количество скважин, эксплуатирующих залежь Т<sub>1</sub>-III</li> </ol>
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность	Инженер, к.т.н Грязнова Елена Николаевна

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

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Шакиров Владислав Алексеевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б37	Шакиров Владислав Алексеевич

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление	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>	Определить стоимость материально-технических и трудовых ресурсов для выполнения работы.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Стоимость проведения работ по строительству скважины ЗАО «ИНК-сервис»;
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налог на имущество составляет 1%, налог на прибыль – 20%. Отчисления на социальные нужды составляют 30% от затрат на оплату труда; в том числе отчисления в ПФР составляют 22%, ФСС – 2,9%, ФОМС – 5,1%

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

1. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определить стоимость материально-технических и трудовых ресурсов для выполнения работы.
2. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Стоимость проведения работ по строительству скважины ЗАО «ИНК-сервис»;

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

График Ганта
--------------

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б37	Шакиров Владислав Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б37	Шакиров Владислав Алексеевич

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	Объект исследования: анализ состояния разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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>– приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты.</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения 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> </ul>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>– превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>– загазованность рабочей зоны;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека;</li> <li>– необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>– сосуды и аппараты под давлением</li> <li>– электрический ток;</li> <li>– пожароопасность;</li> <li>– необходимые средства защиты от опасных факторов.</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность</b></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><b>2. Экологическая безопасность</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</li> <li>– решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</li> </ul>

<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера –прекращение подачи электроэнергии; пожары и взрывы на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС: - взрыв газовой смеси;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></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><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий);</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Шакиров Владислав Алексеевич		

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

Институт – Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки – 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования - бакалавриат  
 Кафедра - Геология и разработка нефтяных месторождений  
 Период выполнения

Форма представления работы:

Бакалаврская выпускная квалификационная работа
--

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела/ вид работы	Максимальный балл раздела
30.02.2017	Общие сведения о месторождении	15
15.03.2017	Геолого-физическая характеристика месторождения	20
28.04.2017	Анализ разработки Средневилюйского месторождения	25
14.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.05.2017	Социальная ответственность	15
10.06.2017	Оформление работы	10

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геология и разработка нефтяных месторождений	Чернова Оксана Сергеевна	К. Г.-М. Н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Направление ООП: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра, институт: Геология и разработка нефтяных месторождений, Институт природных ресурсов

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 116 страницы, 15 рисунков, 25 таблицы, 35 источников.

Ключевые слова: месторождение, залежь, система разработки, геолого-физическая характеристика месторождения, стратиграфия, запасы, фонд скважин, пластовые воды, гидратообразование, газоконденсат.

Объектом исследования в данной дипломной работе является Средневилюйское газоконденсатное месторождение. на 450 км к северо-западу от г.Якутск и на 80 км к востоку от г.Вилюйск.

Цель дипломной работы – проанализировать приведенные данные по состоянию разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения и дать оценку эффективности существующей системы разработки.

В процессе исследования была рассмотрена краткая история открытия и исследования газоконденсатного месторождения, основные объекты разработки, методы борьбы с гидратообразованием; проведены сравнения проектных и фактических данных о месторождении; рассчитан оптимальный диаметр колонн НКТ; подсчитаны экономические затраты на строительство скважины; проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, рассмотрены необходимые мероприятия по их устранению и требования для обеспечения экологической безопасности.

В результате анализа состояния разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения был определен режим работы месторождения и установлен характер пластовых вод.

## **Обозначения и сокращения**

БР – буровой раствор

БУ – буровая установка

ВГФ – влагосодержание

ГВК – газоводяной контакт

ГДИ – гидродинамические исследования скважин

ГЗУ – групповая замерная установка

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – газоконденсат

ГКМ – газоконденсатное месторождение

ГРП – гидродинамический разрыв пласта

ГСМ – горюче – смазочные материалы

ДНС – дожимная насосная станция

ЗВ – загрязняющие вещества

ЗУ – замерной установки

ИТР – инженерно–технический работник КИГ – коэффициент извлечения газа

КИК – коэффициент извлечения конденсата

КИН – коэффициент извлечения нефти

МРП – межремонтный период

НГЗ – начальные геологические запасы

НДС – налог на добавленную стоимость

НИ – налог на имущество

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

НКТ – Насосно–компрессорные трубы

НП – налог на прибыль

ООС – охрана окружающей среды

ОХП – огнетушитель химический пенный

ОУ – огнетушитель углекислотный

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПЛА – план ликвидации аварии  
ППД – поддержание пластового давления  
ППР – планово–предупредительной ремонт  
ПУЭ – правила устройства электроустановок  
ПФР – пенсионный фонд России  
СВ – Средневилюйское месторождение  
СДЯВ – сильнодействующих ядовитых веществ  
СЯНРЭ – Северо–Якутская нефтеразведочная экспедиция  
УКПГ – установка комплексной подготовки газа  
ФЗ – федеральный закон  
ФОМС – фонд обязательного медицинского страхования  
ФОТ – фонд оплаты труда  
ФСС – фонд социального страхования  
ЧС – чрезвычайные ситуации  
R<sub>СПЛ</sub> – радиус зоны смертельного поражения людей  
R<sub>БУ</sub> – радиус безопасного удаления  
R<sub>ПДВК</sub> – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	15
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	18
2.1 Краткая характеристика геологического строения .....	18
2.2 Нефтегазоносность месторождения и коллекторские свойства продуктивных пластов.....	33
2.3 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов.....	41
3. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕВИЛЮЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ..	43
3.1 Текущее состояние разработки .....	43
Состояние разработки эксплуатационных объектов.....	45
3.2. Варианты разработки Средневиллюйского ГКМ .....	51
3.3. Анализ режима разработки залежи Т1-III .....	53
3.4 Предупреждение и борьба с гидратообразованием.....	67
3.5 Предупреждение процесса гидратообразования смешанными ингибиторами на основе метанола .....	68
3.6. Расчет диаметра НКТ.....	71
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	74
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	114

## ВВЕДЕНИЕ

Геологические исследования территории Вилюйской синеклизы приобрели систематический характер в 50-х годах. В 1952 году якутскими геологами Г.В. Бархатовым, А.К. Бобровым, Н.А. Игнатченко, А.Е. Киселевым и др, был представлен пятилетний план геологических поисковых работ. В качестве региона для исследований была отнесена Вилюйская синеклиза, характеризующаяся сложным геологическим строением. Для уточнения строения площади и подготовки к дальнейшему поисковому бурению в период с 1960 по 1964 было пробурено 9 структурных скважин. Глубина каждой скважины составляла около 1000 м. Первый промышленный приток газа с конденсатом был получен 1964 году поисковой скважиной №3 при опробовании интервала 2440-2450 м. Дебит продукции составил 393 тыс. м<sup>3</sup>/сутки. Таким образом, в 1965 году открыто Средневилюйское газоконденсатное месторождение. Опытно-промышленная разработка месторождения была начата в 1974 году, а в 1985 – месторождение было введено в промышленную эксплуатацию.

Средневилюйское ГКМ удалено на 450 км к северо-западу от г.Якутск и на 80 км к востоку от г.Вилюйск. Непосредственно на месторождении расположен п. Кысыл-Сыр, где сосредоточено управление по добыче и переработке газа и конденсата. Бурение на Средневилюйском ГКМ осуществлялось Северо-Якутской нефтеразведочной экспедицией (СЯНРЭ). В качестве продуктивных горизонтов разрабатываются терригенные отложения юрской системы.

По состоянию разработки на 2010 год на Средневилюйском ГКМ пробурено 77 скважин, из которых лишь 50 задействованы проектом разработки (42 скважины добывающие, 8 – контрольные). Согласно «Уточненному проекту разработки Средневилюйского ГКМ» (2004), выполненного ООО НПП «Газпроект» бурение дополнительных скважин не

предусматривается. По состоянию разработки 01.01.2013 год добычи газа и конденсата составили 30742 млн. м<sup>3</sup> и 1826 тыс. тонн соответственно.

Данная дипломная работа посвящена детальному анализу эффективности разработки Средневилуойского газоконденсатного месторождения.

Цель дипломной работы – проанализировать приведенные данные по состоянию разработки Средневилуойского газоконденсатного месторождения и дать оценку эффективности существующей системы разработки.

Основные вопросы, рассматриваемые в данной работе: общие сведения о месторождении, геолого-физическая характеристика месторождения, газоносность и строение залежей, коллекторские свойства продуктивных горизонтов, состав и свойства пластового флюида, фактические и прогнозные показатели работы фонда газовых скважин, методы борьбы с гидратообразованием, анализ эффективности системы разработки.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Средневиллюйское газоконденсатное месторождение расположено в южной части Виллюйской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений газа. Административно месторождение находится в Виллюйском районе. Участок работ относится к Средневиллюйскому газоносному району Виллюйской газоносной области, которая выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности.

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти незалесенную, часть площади занимает непроходимая тайга. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах +120 – +140 м. Земли находятся в введении Виллюйского лесного хозяйства. Газопоисковые работы в данном регионе начаты в 1952 г.

Средневиллюйское газоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1952 году, находится в нескольких десятках километров южнее п. Кысыл-Сыр и приурочено к локальному одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1964 г. Дорожная сеть в районе работ присутствует. Речная сеть представлена рекой Виллюй. Судоходна река Виллюй до п. Кысыл-Сыр для мелких барж. В зимнее время грузы перемещаются наземным транспортом, авиационным – круглогодично.

Географически Средневиллюйское газоконденсатное месторождение находится в среднем течении р. Виллюй в 80 км восточнее от г. Виллюйск. С севера и северо-востока ближайшими населенными пунктами являются пос. Кысыл – Сыр. Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от минус 45–65 °С зимой до плюс 35 °С летом. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков колеблется в

пределах 400–500 мм. Продолжительность существования устойчивого снежного покрова определяет сроки использования “зимников”. Большую трудность определяет условия вечной мерзлоты. Территория месторождения покрыта в основном хвойными деревьями (ель, кедр, пихта, сосна) с участками березняков и осинников (рисунок 1.1).

Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется на месте. Для хозяйственно–питьевого и технического водоснабжения пригодны воды реки Вилюй.

Трубопроводный транспорт: ведомственный газопровод проходит в 20 км к северо-востоку, магистральный (газ, газоконденсат) – к северо-западу в 450 км.

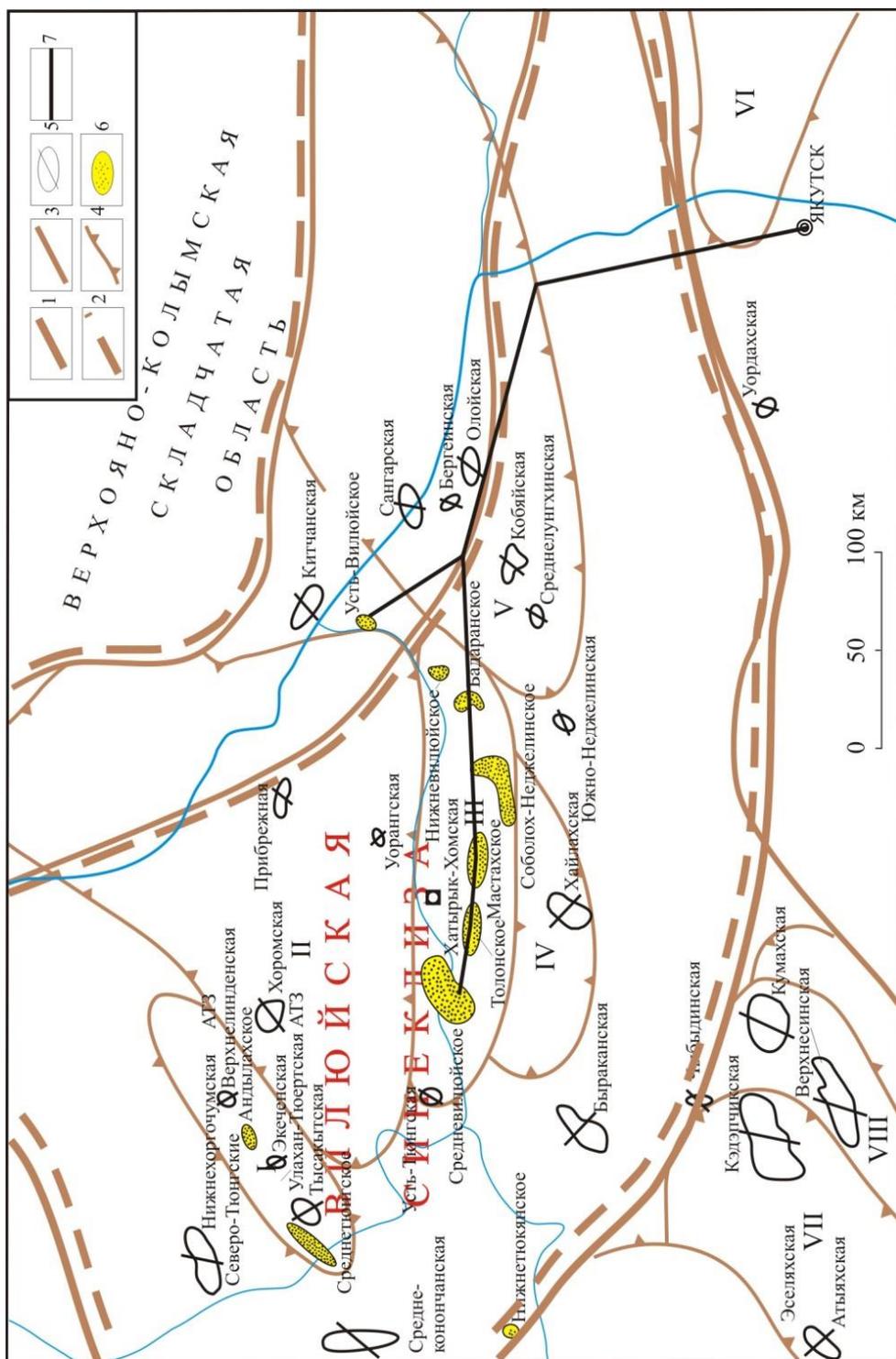


Рисунок 1.1 – Обзорная схема структурно-тектонического расположения Средневилюйского ГКМ

Условные обозначения: 1 – границы нефтегазоносной провинции, 2 – границы нефтегазоносной области,

3 – границы надпорядковых структур, 4 – границы валов, поднятий, впадин, 5 – структуры, выведенные из бурения, 6 – газоконденсатные месторождения, 7 – газопровод

I – Логгорский вал, II – Линденская впадина, III – Хапчагайский мегавал, IV – Тангнарынская впадина, V – Лунхинско-Келинская впадина, VI – Якутское поднятие, VII – Кемпендяйская впадина, VIII – Арбайско-Синский вал.

## **2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Краткая характеристика геологического строения**

Глубокими скважинами, пробуренными на Средневиллюйском ГКМ за весь период с 1963 по 2001 гг., вскрыты отложения верхнепалеозойского, мезозойского и четвертичного возраста.

#### **Верхний палеозой**

В 1983 году на Средне-Виллюйской площади была пробурена самая глубокая поисковая скважина №27, которая вскрыла 3,3 км верхнепалеозойских отложений (рисунок 2.1). По своему макроскопическому облику они идентичны породам верхней части палеозойских отложений Куранахского антиклинория Верхоянского складчатого пояса.

По литологическим признакам верхнепалеозойские отложения подразделяются на толщи снизу вверх: юрэнская, чочосская, харбалахская, кубалангдинская, хомустахская, харыйасская, кюндейская, тарагайская [2].

Верхнепалеозойские отложения, судя по скважинам на бортовых частях Виллюйской синеклизы, с размывом залегают на вулканогенно-терригенных отложениях среднего палеозоя.

#### *Каменноугольная система*

Верхнекаменноугольные отложения представлены юрэнской толщей, сложенной неравномерным чередованием темно-серых мелко-среднезернистых песчаников, алевролитов, аргиллитов и каменных углей. Вскрытая толща содержит до 12 пластов угля мощностью от 0,3 до 2,0 м. Вскрытая мощность в скв. 27 - 446 м.

		стратиграфическая шкала			СКВ. 27		
система	отдел	ярус	серия	свита, подсвита, толща			
					альтитуда	103,5	
	вер	$K_{2s}$		тимердякская	509		
меловая	нижний	$K_{1al}$		хатырыкская			
		$K_{1a}$		эксенняхская			
		$K_{1n}$		батылыкская	698	189	
юрская	верхний	$J_{3tt}$ $J_{3v}$		бергеинская	1047	349	
		$J_{3o}$ $J_{3km}$		марыкчанская	1167	120	
				нижневиллюйская	1282	115	
	ниж., сред.	$J_{2a}$ $J_{2bt}$ $J_{2k}$		якутская	1419	137	
				сунтарская	1451	32	
		$J_{1h}$ $J_{1p}$ $J_{1t}$		кызыл-сырская	1647	196	
триасовая	с-в	$T_{2a}$ - $T_{3k}$		тулурская	2336	689	
		$T_{1o}$		мономская	2465	129	
	нижний	$T_{1i}$		таганджинская	2686	403	
				неджелинская	2922	54	
пермская	верхний	$P_{2u}$ - $P_{2kz}$	хапчагайская	тарагайская	3226	304	
				кюндейская	3480	254	
				харыйакская	3887	407	
				хомустахская	4305	418	
	нижний	$P_{1a}$ - $P_{1k}$	мохсоголохская	кубалангдинская	4696	391	
харбалахская				5143	447		
чочоская				5663	520		
юнкюрская				6073	410		
кам	верх	$C_{3k}$ - $C_{3g}$		юрэнская	вск. 446		
				ЗАБОЙ	6519		

Рисунок 2.1 – Стратиграфический разрез скважины №27

## **Пермская система** (*пермская система представлена обоими отделами*)

### *Нижняя пермь*

Нижнепермские отложения подразделяются на юнкюрскую, чочоскую, харбалахскую и кубалангдинскую толщи. В пределах изучаемой площади нижнепермские отложения полностью вскрыты только скважиной №27 и поэтому изучены достаточно слабо. Разрез нижнепермских отложений характеризуется неравномерным чередованием мощных песчанистых слоев с прослоями алеврито-глинистых разностей пород. Во всех толщах отмечаются пласты угля, кроме чочоской, содержащей морские и прибрежно-морские осадки.

Толщины нижнепермских отложений в скважине №27 распределены следующим образом [2]:

- Юнкюрская – 410 м, залегание подошвы на глубине 6073 м;
- Чочоская – 520 м, залегание подошвы на глубине 5663 м;
- Харбалахская – 447 м, залегание подошвы на глубине 5143 м;
- Кублагангдинская – 391 м, залегание подошвы на глубине 4696 м.

### *Верхняя пермь*

Верхнепермские отложения частично и полностью вскрыты на Средневиллюйской площади скважинами №3,5,6,7,19,20,21,22,23,25,27,30, 93. Верхнепермские  $P_2$  отложения представлены хомустахской (песчаники с прослоями алевролитов, аргиллитов и каменных углей), харыйасской (чередованием песчаников с прослоями аргиллитов и алевролитов), кюндейской (песчаники, переходящие в пачки алевролитов и аргиллитов), тарагайской (чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов и каменных углей) толщами.

Хомустахская толща сложена преимущественно глинисто-алевролитовым комплексом пород с резко подчиненными маломощными прослоями мелкозернистых песчаников. Отмечаются пропластки песчано-глинистых известняков. Для толщи характерен высокий процент глинисто-

алевритовых пород. Отмечается мелкая цикличность. Это в основном бассейновые фации подвижного морского мелководья. Хомустанская толща более глинистая, представлена тонким чередованием аргиллитов и алевролитов, реже мелкозернистых песчаников. Последние по составу чаще всего мезомиктовые, олигомиктово-кварцевые и полевошпатово-кварцевые.

Верхняя часть толщи маркируется маломощным туфогенным прослоем. В этой же части разреза среди озерно-болотных отложений отмечается тонкий прослой глинисто-алевритовых известняков и алевролитового мергеля. Мощность хомустанской толщи в пределах Средневиллюйской площади 418 м.

Харыйахская толща вскрыта скважиной № 22 и скважиной №20 (Мастахская площадь). В разрезе толщи преобладают аргиллитово-алевролитовые типы пород.

В отличие от нижележащих отложений харыйахская толща не содержит угольных пластов, а в нижней и средней части разреза присутствуют довольно мощные пачки песчаников (до 15-20 м). Кроме мелких ритмов, в разрезе встречаются и более крупные (18-20). В кровле толща содержит прослой алевритистых известняков. Характерно наличие в базальных песчаниках галек глинистых пород. Литологический состав пород, слагающих толщу, в основном полевошпатово-кварцевый, цемент гидрослюдистый и кальцитовый. Мощность толщи на изучаемой площади 407 м.

Кюндейская толща вскрыта на Средневиллюйской площади скважинами № 20, 22, 19, 7 и 27). В целом толща характеризуется равным содержанием песчаников и глинисто-алевролитовых разностей пород. При этом нижняя часть разреза представлена преимущественно песчаниковыми пачками (до 1020 м) с подчиненным количеством глинистых пород. Верхняя часть толщи слагается в основном углисто-глинисто-алевролитовыми тонкопереслаивающимися породами. К этой же части разреза приурочен прослой туфогенных пород, представленный маломощной пачкой (1-3 м) туфо-песчаников алевритовых и алевритовых туффитов.

Маломощные пропластки каменного угля, приуроченные к средней и верхней частям разреза толщи, характеризуются невыдержанностью по простиранию. Песчаники преимущественно мелко- и среднезернистые, по литологическому составу относятся к аркозовым разностям. Цемент каолиновый, участками регенерационно-кварцевый и гидрослюдистый. Толщина кюндейской толщи в пределах Средневиллюйской площади составляет 254 м (скв.№27).

Тарагайская толща сложена тонкопереслаивающимися пачками песчаников, алевролитов, углистых аргиллитов и углей.

В кровле отмечаются прослой тuffов. Нижняя ее граница литологически определяется базальной пачкой песчаников, мощность которых в большинстве разрезов достигает всего лишь 5-10 м.

Отличительным признаком данной толщи является ее чрезвычайно высокая угленосность, которая хорошо выдерживается по всем разведочным площадям Хапчагайского поднятия, а также по всему северо-западному борту синеклизы. В литологическом составе песчаников тарагайской толщи, внешне весьма сходных с таковыми рассмотренных выше толщ, наблюдается качественное новое соотношение основных компонентов. Значительно увеличивается содержание обломков, и преимущественное развитие получают граувакковые разности. Цемент гидрослюдистый, каолиновый, реже кальцитовый [3].

В разрезе тарагайской толщи наряду с широким развитием болотных и озерных фаций принимают заметное участие, особенно в верхней части разреза, аллювиальные осадки. В толще найден отпечаток пресноводной пелециподы *Abiella aff. Concinna*. Мощность тарагайской толщи в пределах Средневиллюйской площади составляет 304 м.

Мощность верхней перми 1380 м. В кровле тарагайской толщи выявлен продуктивный горизонт P<sub>2</sub>-1. Общая мощность пермских отложений в пределах изучаемой площади достигает 3150 м (скв. 22), 3151 м (скв27).

## Мезозой

Отложения мезозойского комплекса представлены триасовой, юрской и меловой системами. Между триасовыми и юрскими, нижнемеловыми и верхнемеловыми отложениями отмечены перерывы в осадконакоплении. На верхнемеловых со значительным перерывом залегают четвертичные отложения.

### *Триасовая система*

Триасовые отложения Вилюйской синеклизе представлены тремя отделами.

### *Нижний отдел*

Нижнетриасовые отложения сравнительно хорошо изучены и представлены в изучаемой территории обоими ярусами – индским и оленекским: первому соответствуют неджелинская и таганджинская свиты, а ко второму – мономская.

Неджелинская и мономская свиты в основном сложены аргиллитами с отдельными прослоями песчаников, они являются региональными флюидоупорами, внутри которых и ниже сосредоточены основные газоконденсатные залежи. В частности, объект исследования продуктивный горизонт Т<sub>1</sub>-III, приурочен к кровельной части таганджинской свиты. Так как объект исследований находится в нижнем отделе триасовой системы, литостратиграфическую характеристику нижнетриасовых отложений рассмотрим более подробно.

***Неджелинская свита (нижняя часть инда)*** - лагунные, дельтовые, прибрежно-морские аргиллиты и мелкозернистые глинистые алевролиты с подчиненными прослоями туфопесчаников, туфоалевролитов, туффитов, туфов, иногда с пластовыми телами основных эффузивов (до 10-15 м). Аргиллиты и глинистые алевролиты темно-зелено-серые, красновато-коричневые оскольчатые неяснослоистые, тонкогоризонтально-, и линзовидно-слоистые. Песчаники, алевролиты, туффиты темно-зеленые мелко- и мелко-

среднезернистые, разномзернистые полевошпатово-кварцево-граувакковые, граувакково-аркозовые с горизонтальной, волнистой и косой, в том числе крупной, слоистостью.

В свите содержатся глинистая галька, известковые конкреции, остатки конхострак [2] и растений *Lepidopteris arctica* Mogutch. Мощность на изучаемой площади: от 54 м – в скважине №27 до 104 м – в скважине № 7. По данным скважин проходивших неджелинскую свиту толщина свиты сокращается по направлению к своду структуры, при этом максимальные глубины наблюдаются в северо-восточной части месторождения. (рисунок 2.2 а).

**Таганджинская свита (верхняя часть инда)** сложена песчаниками и крупнозернистыми алевролитами, в том числе туфопесчаниками, туфоалевролитами, туффитами и туфами, переслаиваемыми с аргиллитами, мелкозернистыми глинистыми алевролитами, пакетами мелкого флишоидного чередования песчаников, алевролитов, аргиллитов. Песчаники и крупнозернистые алевролиты зеленовато-, голубовато-зеленовато-, светло-зеленовато- и темно-зелено-серые, фишашково-зеленые, мелкозернистые, реже средне-мелкозернистые, разномзернистые с гравием, в краевых частях синеклизы с прослоями разногалечных конгломератов. Слоистость мелкая и крупная косая, горизонтальная. В породах содержатся известковые конкреции, редкие подводно-оползневые образования. Для песчаников свиты весьма характерно присутствие глинистой гальки, гравия, остроуголоватых обломков различных размеров, рассеянных и в виде прослоев (0,01-0,1 м) внутриформационных конгломератов и глинистых брекчий. (рисунок 2.2 б)

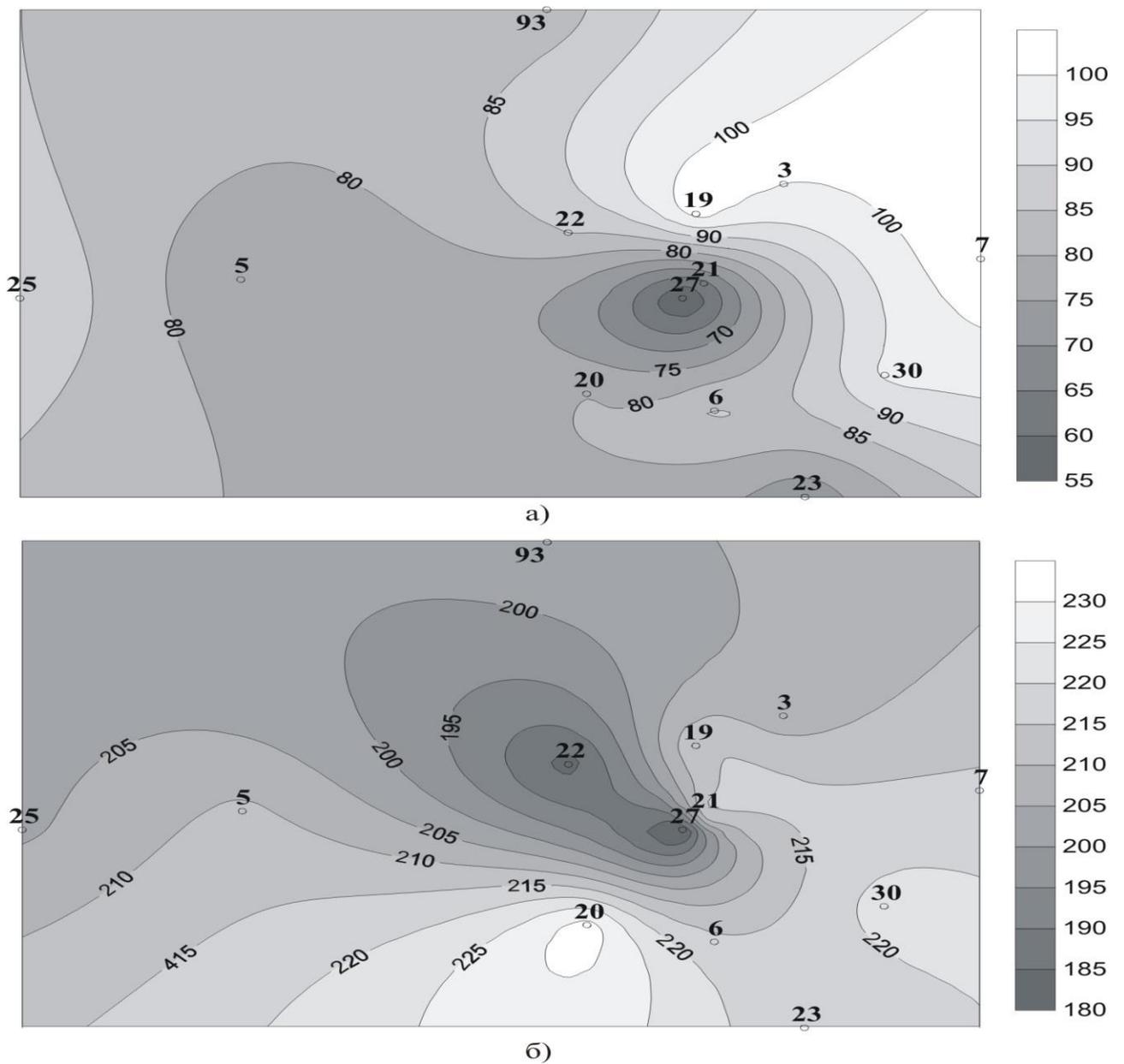


Рисунок 2.2 – Распределение толщин неджелинской (а) и таганджинской (б) свит в пределах Средневолжского ГКМ

Аргиллиты алевроитовые и мелкозернистые глинистые алевролиты темно-, темно-зеленовато- и зеленовато-серые, пестроцветные, красно- и темно-коричневые, оскольчатые неяснослоистые, тонкогоризонтальнослоистые, мелкокосослоистые с включением известковых конкреций, со скоплениями мелкого растительного детрита на плоскостях наслоения, с остатками конхострак и растений.

Песчаники и алевролиты кварцево-полевошпатово-граувакковые, полевошпатово-кварцево-граувакковые. Туфопесчаники, туффиты, туфы соответственно содержат различное количество вулканокластического материала, представленного, как правило, окатанными сильнохлоритизированными обломками основных эффузивов. Аргиллиты и мелкозернистые алевролиты отличаются количеством мелкоалевритовых частиц, содержание которых колеблется от 25 до 60 %. И основная масса аргиллитов и матрикс алевролитов имеет хлорит-гидрослюдистый состав.

Свита сформировалась на дельтовой платформе, надводной и подводной, представлена образованиями ветвящихся дельтовых каналов, протоков, бороздин, баров, кос, пересыпей, лагун, озер, болот, стариц. Мощность свиты на изучаемой площади колеблется в пределах 225 м. Толщина свиты также имеет тенденцию сокращению по направлению своду, максимальные толщины наблюдаются в южной и юго-восточной части структуры.

В породах свиты содержатся остатки конхострак и растений: *Korsakia* sp., *Pleuromeia* sp., *Tomiostrabus migayi* (Schved), *Equisetites* cf. *sixteliae* Mogutch., *Cladophlebis* ex gr. *augusta* (Heer), *Sphenopteris trisecta* Schved., *S. pusillus* Mogutch., много мегаспор. В кровельной части свиты выделяется продуктивный горизонт Т<sub>1</sub>- III.

**Мономская свита (оленекский ярус)** сложена пестроцветными алевролитовыми аргиллитами, глинами и мелкозернистыми глинистыми алевролитами красновато-коричневыми, сургучными, темно-зеленовато-серыми, пятнистыми, неясно- и тонкогоризонтальнослоистыми с прослоями темно-зеленовато-серых крупнозернистых алевролитов, песчаников, туфо-алевролитов, туффитов, туфов мелкозернистых, средне-мелкозернистых, иногда разно-зернистых гравелитистых с мелкой и крупной косой, горизонтальной слоистостью [2]. В зоне выклинивания свита представлена клиньями вишнево- и коричневатобурых, табачно-зеленых, зеленовато-серых жирных неслоистых глин и зеленовато-серых глинистых

разнозернистых алевролитов. Довольно часто в сургучных аргиллитах отмечаются трещины усыхания, выполненные зелено-серым алевролитом. Песчаники и алевролиты полевошпатово-кварцево-граувакковые, кварцево-полевошпатово-граувакковые.

Туфопесчаники, туффиты, туфы содержат вулканокластический материал (до 80%), представленный сильнохлоритизированными окатанными обломками основного стекла, базальтов. В них много титанистых минералов. Основная масса аргиллитов и матрикс мелкозернистых алевролитов представлены в основном хлоритом и гидрослюдой, красноватые разности обогащены оксидами железа. В разрез свиты содержатся линзы известковых пород, многочисленные известковые конкреции. Толщина в районе Средневилюйской площади в пределах 110-195 м, при этом она сокращается от северного крыла структуры к южному.

В породах свиты встречаются остатки конхострак, фораминифер, близких родам *Bathysiphon*, *Reophax*, *Saccamina*, *Hyperam-minoides*, остракод *Darwinula* cf. *ingrata* Lub., *D.* cf. *accepta* Lub., *D.* sp. 1, *D.* sp. 2., *D.* sp. 3 члеников криноидей, растений *Pleuromeia* sp., *Sphenopteris* sp., *Tomioctrobus migayi* (Schved.), *T.* sp. [2]. Свита формировалась на дельтовой платформе, преимущественно в системах лагун и озер, сообщавшихся между собой и морем.

В пределах мономской свиты в наиболее мощных пачках песчаников, приуроченных к низам свиты, выявлены промышленно газоносные горизонты Т<sub>1</sub>-Ша, Т<sub>1</sub>-Шб и Т<sub>1</sub>-I.

Надо заметить, что эти пачки песчаников и алевролитов по простиранию вне пределов Хапчагайского мегавала не прослеживаются и замещаются аргиллитами, иногда целиком.

В центральной осевой части Вилюйской синеклизы также выделяется **хайлахская свита (оленекский ярус)** как возрастной аналог мономской свиты. Она представлена чередованием глинистых, алевролитовых и песчаных

пород. Мощность до 130 м.

Как и было указано в разрезе Средневиллюйского месторождения аналог представлен мономской свитой. К низам мономской свиты приурочен продуктивный горизонт Т<sub>1</sub>- II, в кровельной части выделяются пласты продуктивного горизонта Т<sub>1</sub>-1.

#### *Средний-верхний отделы*

**Тулурская свита (нижний-средний, верхний отделы)** сложена континентальными песчаниками и песками светло-серыми, серыми, зеленовато-серыми мелко- и разномелкозернистыми с участием гравелитов, конгломератов, глинистых брекчий, с подчиненными прослоями темно-, зеленовато- и светло-серых аргиллитов и алевролитов. Песчаники большей частью крупнокосослоистые, реже горизонтально- и косоволнисто-слоистые, аргиллиты и мелкозернистые глинистые алевролиты оскольчатые неясногоризонтально-слоистые и тонкослоистые. В песчаниках часто отмечаются включения в виде брекчий. Породы содержат рассеянную гальку, конкреции пирита и сидерита, обломки древесины, остатки растений, детрит. Песчаники полевошпатово-кварцево-граувакковые, граувакково-аркозовые. Мощность 730 м. В составе тулурской свиты, выделены три подсвиты.

Из среднетулурской подсвиты определены *Neocalamites carrerei* (Zeil.) Halle, *Czekanowskia* sp.

Общая толщина триасовых отложений на месторождении 1300 м.

#### **Юрская система**

Юрская система представлена также всеми тремя отделами. Это терригенные морские и континентальные, часто угленосные образования.

#### *Нижний отдел*

Нижнеюрские отложения представлены здесь породами нижнего, среднего и верхнего лейаса. Нижнеюрские отложения подразделяются на кызылсырскую и на нерасчлененную сунтарскую свиту.

**Кызылсырская свита** залегает несогласно наподстилающих триасовых отложениях. В нижней части она представлена преимущественно песчаниками серых грубозернистых, нередко массивных и неяснослоистых, слабо каолинизированных и, менее уплотненных — на известковистом цементе, с включениями гальки кварца, осадочных пород и кремней, с линзами мелкогалечных конгломератов и тонкими слойками алевролитов с рассеянным растительным детритом на плоскостях наслоения. Выше выделяются маломощные пачки (до 1 м) грубых пород: до песчаников крупнозернистых со слойками и линзами гравелитов. В верхней части песчаники темно-серые мелкозернистые, с прослоями и линзами алевролитов мелкозернистых, аргиллитов и глин. Четкой границы между двумя условно выделяемыми частями разреза по керну скважин Хапчагайского поднятия провести не удается.

В глинистой пачке нижней части свиты обнаружены геттангские-синемюрские фораминиферы. В верхней части разреза присутствуют позднеплинсбахские двустворки *Meleagrinnella* ex gr. *Tiungensis* (Petr.), *M. sparsicosta* (Petr.), *Panopea* ex gr. *Lahuseni* Kosch., *Tancredia kuznetsovi* Petr., *Homotya* sp., *Modiolus* sp. Палеонтологическая характеристика и положение свиты в разрезе позволяют сопоставить ее с зимним, левинским и шараповским горизонтами региональной шкалы. Толщина свиты в пределах изучаемой площади 200 м

Нижний и средний отделы нерасчлененные

**Сунтарская свита** залегает трансгрессивно на кызылсырской свите и представлена в подошве аргиллитами темно-серыми плитчатыми алевритистыми плотными с гальками кварца, кремня, обломков пород и прослоев алевролитов темно-серых глинистых с включениями зернистого пирита. В породах отмечены рostrы белемнитов и обломки двустворчатых моллюсков. В ряде скважин Хапчагайского поднятия свита в подошве сложена преимущественно глинами черными тонкоотмученными алевритистыми

нередко с голубоватым оттенком. От подошвы к кровле в глинах песчанистость увеличивается, по являются слои глин с горизонтальной слоистостью. В кровле глины становятся крепкими и массивными (до аргиллитов). Здесь часты хаотически рассеянные мелкие включения: галек кремня, кварца, осадочных пород. В верхней части свиты отмечаются слои аргиллитов и алевролитов темно-серых глинистых, маломощные прослои (до 0,1—0,2 м) песчаников и непротяженные песчаные линзы с гальками кварца и осадочных пород. Верхняя граница свиты проводится по выраженному размыву в подошве базальных галечников средней юры

В сунтарской свите отмечены белемниты *Nannobelus* cf. *krimholi* Sachs., *N. ex gr. pavlovi* Krimholz; а также фораминиферы *Ammodiscus glutaceus* Gerke et Sossip., *A. pseudoinfimus* Gerke et Sossip., *Ammobaculites lobus* Gerke et Sossip., *Trochammina* cf. *kisselmani* Sapjanic et Sokolov. По литологическим особенностям, палеонтологической характеристике и положению в разрезе свита сопоставляется с верхней частью тоарского-низами ааленского ярусов и коррелируется с китербютским, надояхским и лайдинским (нижняя часть) горизонтами региональной шкалы.

Ниже ее в кровельной части кызылсырской свиты залегает продуктивный горизонт J<sub>1</sub>-I. Толщина сунтарской свиты на изучаемой площади 32 м.

#### *Средний отдел*

Из среднеюрских отложений в пределах Средневиллюйской площади выделяется **якутская свита**, залегающая с размывом на сунтарской свите. В песчаниках подошвы отмечается аллювиальные линзы галечников, гравелитов, отдельная галька кварца, кремня. Выше свита представлена песками и песчаниками светло-серыми разномерными, часто косослоистыми с прослоями песчаников буровато-серых плитчатых рыхлых, содержащих глинисто-известковистые стяжения, единичные прослои алевролитов, аргиллитов и глин. Они характеризуют как дельтовые, так и аллювиальные

обстановки осадконакопления. Толщина свиты в пределах центральной части и бортов Хапчагайского поднятия изменяется от 160 до 220 м. Среднеюрский возраст свиты подтвержден спорово-пыльцевым комплексом. В керне скважин, пробуренных в нижнем течении р.Виллюй, встречены двустворки *Retroceramus* spp., *Arctotis lenaensis* (Lah.). На юге Виллюйской синеклизы якутская свита охарактеризована *Arctotis* ex gr. *lenaensis* (Lah.) и спорово-пыльцевым комплексом среднеюрского возраста. Палеонтологическая характеристика якутской свиты позволяет сопоставить ее с ааленским (нижняя часть) ярусом-среднебатским подъярусом и скоррелировать с лайдинским (верхняя часть), вымским, леонтьевским и малышевским горизонтами региональной шкалы. Толщина свиты в пределах изучаемой площади 200 м.

#### Средний-верхний отделы нерасчлененные

К среднему-верхнему отделам юрской системы отнесена чечумская серия, характеризующаяся прибрежно-морским и континентальным генезисом осадков. Континентальные нередко угленосны. Толща сформирована в позднебатское-волжское время (малышевский, васюганский, георгиевский и баженовский горизонты). В пределах района серия залегает согласно на подстилающих отложениях якутской свиты, состоит из нижневиллюйской, марыкчанской и бергеинской преимущественно угленосными свитами.

Нижневиллюйская свита в пределах Средневиллюйской структуры имеет толщину в 115 м.

Марыкчанская свита, представлена в основном алевролитами с пластами и пачками аргиллитов и песчаников, встречаются отдельные прослои и линзы каменного угля. Марыкчанская свита характеризуется чрезвычайно характерными кривыми ПС и ИК, которые отличаются «пилообразным» видом. Свита является региональным репером и флюидоупором, но с ухудшенными изолирующими свойствами. Марыкчанской свитой заканчивается безугольная и слабоугольная часть разреза юрских отложений, толщина которой в целом уменьшается по направлению к своду Средневиллюйской структуры.

Бергеинская свита, сложена разномерными аркозовыми серыми светло-серыми песчаниками с прослоями и пачками переслаивания темно-серых и черных аргиллитов, светло и темно серых алевролитов, глин и пластов каменного угля. Толщина свиты 300 м.

Общая толщина юрских отложений 400-650 м.

### **Меловая система**

Меловая система представлена обоими отделами континентальными, существенно угленосными, отложениями.

#### *Нижний отдел*

Нижнемеловые отложения сложены кварцполевошпатовыми и аркозовыми песчаниками, алевролитами, аргиллитами и углями. По степени угленосности выделяются батыльхская (угленосная), эксенняхская (безугольная, местами слабоугленосная) и хатырыкская (угленосная каолинизированная) свиты.

*Батыльхская свита* от подстилающей угленосной бергеинской свиты отличается резким изменением комплекса растительных остатков, появлением зеленовато-серых пород и существенным увеличением угленосности разреза, что хорошо фиксируется по материалам ГИС.

Толщина батыльхской свиты в пределах Средневиллюйской площади составляет 180-190 м, максимальные толщины отмечаются на южном крыле структуры, в общем, отмечается уменьшение толщины свиты по направлению к своду структуры.

Уместно заметить, что толщина батыльхской свиты в Виллюйской синеклизе варьирует от первых сотен метров на бортах и на Хапчагайском поднятии до 1000 м во впадинах, который многими исследователями рассматривается как показатель времени конседиментационного роста Хапчагайского мегавала.

Слабо угленосные *эксенняхская* и *хатырыкская свиты* характеризуются развитием грубозернистых песчаников с включениями гальки и маломощных

прослойков конгломератов. В пределах изучаемой площади эксенняхская свита полностью отсутствует, а хатырыкская свита встречена только в южной и юго-восточной окраинных частях структуры.

Отложениями хатырыкской свиты заканчивается угленосная часть разреза месторождения. Толщина свиты в скважине № 6 – 14 м, в скважине №2 – 153 м.

#### *Верхний отдел*

К нерасчлененным отложениям нижнего и верхнего мела в данной площади относится тимердыхская свита сложенная мелко- среднезернистыми, слабо каолинизированными светло-серыми, почти белыми, песками с прослоями плотных песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин, конгломератов и галечников.

Толщина свиты в пределах Средневилюйской площади составляет более 500 метров.

#### **Четвертичная система**

Четвертичные отложения имеют практически повсеместное распространение и перекрывают породы мезозойского возраста. Представлены современными песками, суглинками, супесями, галечниками. Мощность их изменяется от 0 до 40 м.

### **2.2 Нефтегазоносность месторождения и коллекторские свойства продуктивных пластов**

Проведенными на Средневилюйском ГКМ поисково-разведочными работами выявлен целый ряд промышленных залежей и интервалы разреза с непромышленными нефтегазопроявлениями. Разрез месторождения характеризуется очень большим этажом (более 2000 м) промышленной газоносности - от верхней перми до верхней юры. В целом это характерно для высокоамплитудных структур с полуэффективными флюидоупорами. Промышленные газоконденсатные залежи на Средневилюйском ГКМ контролируются развитием региональных для Вилюйской нефтегазоносной

области флюидоупоров, существенно глинистыми свитами - покрывками.

Между региональными толщами - покрывками в разрезе месторождения прослеживается целый ряд маломощных глинистых пачек локального характера, ниже которых при опробовании отдельных разведочных скважин были получены притоки газа с водой зачастую с пленками или непромышленными притоками нефти (от верхней перми до нижнего мела). Наиболее низкое стратиграфическое положение занимают нефти, отобранные при испытании зоны контакта перми и триаса в скважинах Р-6 и Р-7. Здесь были получены притоки пластовых вод с растворенным газом и пленками нефти. Выше по разрезу в нижнетриасовых отложениях известны многочисленные нефтепроявления приуроченные к таганджинской свите в меньшей степени в неджелинской и мономской.

Промышленные притоки газа и газа с конденсатом получены из юрских, триасовых и пермских отложений в интервале глубин от 950 до 2950 метров.

В этих отложениях выделены продуктивные горизонты: Р<sub>2</sub>-1, Т<sub>1</sub>-III, Т<sub>1</sub>-II, Т<sub>1</sub>-I, J<sub>1</sub>-I, J<sub>3</sub>-I, J<sub>3</sub>-II; стратиграфическая принадлежность, которых отображена в их индексации.

Залежи, приуроченные к этим горизонтам, контролируются регионально выдержанными покрывками: аргиллитовыми толщами неджелинской, мономской, сунтарской и марыкчанской свит; или залегают непосредственно в этих покрывках (Т<sub>1</sub>-II, Т<sub>1</sub>-I, J<sub>3</sub>-I). Большими по размерам являются залежи Т<sub>1</sub>-III и Т<sub>1</sub>-II, с ними связаны основные запасы газа и конденсата [4].

#### *Продуктивный горизонт Р<sub>2</sub>-1*

Залежь пласта Р<sub>2</sub>-Ia вскрыта в интервале 2921-3321 м. Продуктивный пласт мощностью от 8 до 16 м сложен литологически не выдержанными по простиранию песчаниками. Эффективная мощность достигает 13,8 м. Открытая пористость пород-коллекторов колеблется в пределах 10-16%, проницаемость не превышает 0,001 мкм<sup>2</sup>. Дебиты газа от 21 до 135 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление, составляющее 36,3 МПа, почти на 7,0 МПа превышает условное

гидростатическое давление. Пластовая температура +66 °С. Положение газоводяного контакта не установлено и условно принято на абсолютной отметке -3052 м. Залежь относится к типу пластовых сводовых, с элементами литологического экранирования.

### *Продуктивный горизонт T<sub>1</sub>-III*

Представлен, в основном, песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов и алевролитов, количество которых, в общем, увеличивается в южной и восточной частях структуры. Залежь пласта T<sub>1</sub>-III является основной по запасам и находится в интервале глубин 2430-2590 м.

Продуктивный горизонт T<sub>1</sub>-III стратиграфически приурочен к верхам таганджинской свиты нижнего триаса. Верхней границей его является кровля этих пород - кровля первого коллектора таганджинской свиты. За нижнюю границу принимается кровля небольшого (до 10 м) пласта, представленного чередованием аргиллитов и алевролитов. Покрышкой для залежи T<sub>1</sub> - III служит аргиллитовая толща мономской свиты. Залежь является пластовой сводовой, с краевыми предельно газонасыщенными водами хлоркальциевого состава с минерализацией от 34 г/л до 43 г/л (рисунок 2.3).

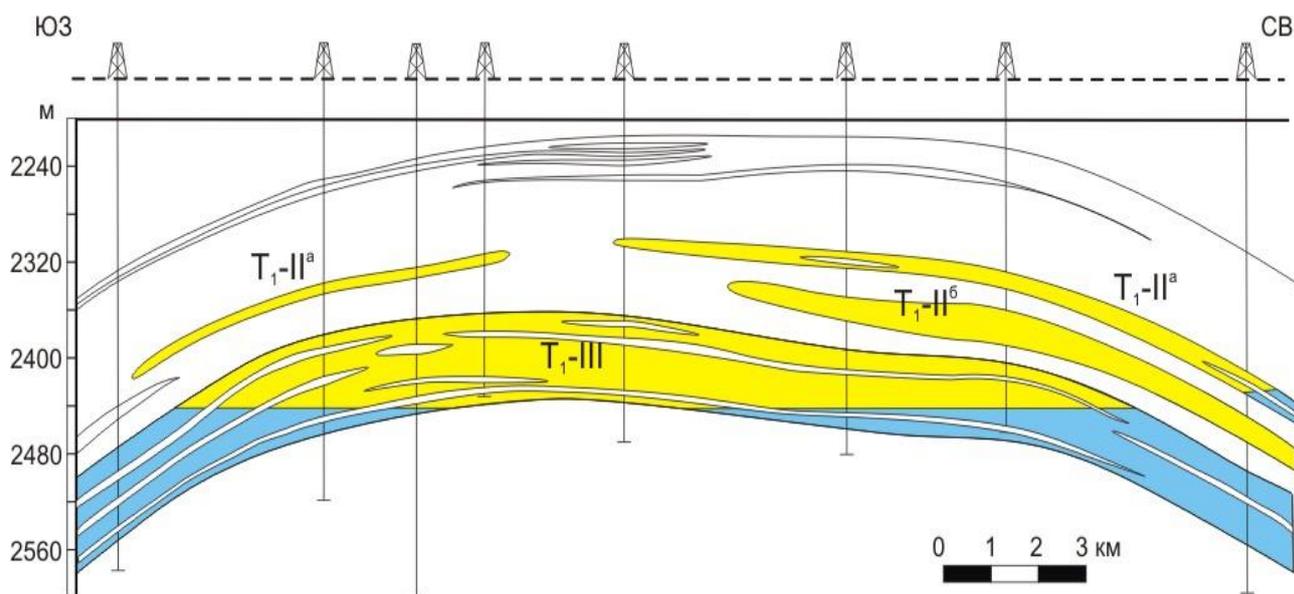


Рисунок 2.3 – Схематический разрез продуктивных горизонтов Средневилюйского газоконденсатного месторождения

Символами обозначены продуктивные пласты в нижнетриасовых отложениях. В пределах выделенных границ общая толщина горизонта Т<sub>1</sub>-III меняется незначительно, от 57 до 80 метров, и в разрезах большинства скважин составляет 60-70 метров. При этом общие толщины коллекторов в своде структуры (на большей площади залежи) составляют 45-50 метров.

В восточной-юго-восточной части структуры наблюдается уменьшение общих эффективных толщин до 20 метров. В этом направлении в разрезе горизонта резко возрастает количество алевролито-аргиллитовых прослоев, происходит глинизация песчаных коллекторов, ухудшение их коллекторских свойств.

Основная масса образцов керна из газонасыщенной части горизонта Т<sub>1</sub>-III имеет открытую пористость от 15% до 23%. При этом максимум количества образцов приходится на открытую пористость в 21%.

Проницаемость коллекторов горизонта колеблется от 1 мД до 1 Д и более. При этом преобладающее количество образцов имеет проницаемость в пределах 100 мДарси.

Остаточная водонасыщенность газоносных коллекторов по керну колеблется от 15% до 50% (50% - критическая величина на контакте «газ-вода»). При этом основная масса газонасыщенных коллекторов горизонта имеет остаточную водонасыщенность в 35-45%.

Коллекторы представлены мелко, средне и крупнозернистыми песчаниками. Минералогический состав обломочного материала сравнительно однообразный. Он представлен кварцем (36-55%), полевыми шпатами (28-38%), обломками различных пород и небольшим количеством слюдистых минералов. Цемент коллекторов полиминерален: глинисто-хлоритовый, каолиновый, глинисто-хлоритово-гидрослюдистый, кальцитовый, сидеритовый (редко). Тип цемента поровый, выполнение пор, соприкосновение, реже отмечается пленочный, контактовый, базальный, регенерационный. Процентное содержание цемента колеблется в пределах 1,5-25%, преобладает содержание 8-10%.

Дебиты газа для большинства скважин при депрессиях 1,5-3 МПа составляют 300-500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Значительное уменьшение дебитов (до 50-100 тыс.м<sup>3</sup>/сут) в юго-восточной части залежи Т<sub>1</sub>-III, в зоне ухудшения коллекторов.

Начальное пластовое давление 25,53 МПа, начальная температура пласта 55° С. Начальные геолгические запасы природного газа залежи Т<sub>1</sub>-III по категориям А+В+С<sub>1</sub>, по последним уточненным данным оцениваются в 104 млрд.м<sup>3</sup>.

Состав пластовой газоконденсатной смеси определен в результате специальных исследований. Он представлен: (%мольные) метан - 90,05; пропан -1,95; изобутан - 0,3; бутан - 0,38; изопентан - 0,09; пентан - 0,06; гексан -0,03; стабильный конденсат - 1,13; СО<sub>2</sub> - 0,16; азот - 0,23; водород - 0,01; гелий-0,01. Первоначальное содержание конденсата на 1 м<sup>3</sup> пластового газа - 63,1 гр.

#### *Продуктивный горизонт Т<sub>1</sub>-II.*

Продуктивный горизонт Т<sub>1</sub>-II приурочен к нижней части мономской свиты, перекрывается и подстилается аргиллитами. Представлен он несколькими песчаными пластами, которые не выдержаны по простиранию - выклиниваются или замещаются плотными разностями. Залежь горизонта Т<sub>1</sub>-II вскрыта в интервале 2373-2469 м.

В пределах границ горизонта Т<sub>1</sub>-II выделено два пласта Т<sub>1</sub>-II<sup>а</sup> и Т<sub>1</sub>-II<sup>б</sup>. Запасы этих пластов подсчитываются отдельно по следующим причинам:

- данные пласты разделены повсеместно аргиллитовой перемычкой, имеют различное площадное распространение и, возможно, различные ГВК;
- каждый из них может являться самостоятельным объектом для разработки.

#### Пласт Т<sub>1</sub>-II<sup>б</sup>

Этот пласт распространен, в основном, в северной левобережной части структуры. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, с краевыми хлоркальциевыми водами с минерализацией до 40 г/л.

ГВК условно берется на абсолютной отметке -2422,5 м, соответствующей

подошве последнего газонасыщенного прослоя. При этом ГВК высота залежи составляет 108,5 м.

Площадь газоносности составляет 63,6 км<sup>2</sup>. Эффективные газонасыщенные толщины пласта Т<sub>1</sub>-П<sup>б</sup> меняются от 0 до 22,6 м. Пласт выклинивается с севера на юг, поэтому максимальные толщины его находятся на северном крыле структуры, минимальные - в своде, а на южном крыле структуры пласт отсутствует.

#### Пласт Т<sub>1</sub>-П<sup>а</sup>

Пласт Т<sub>1</sub>-П<sup>а</sup> выклинивается, замещается к своду структуры. В самом своде структуры Т<sub>1</sub>-П<sup>а</sup> отсутствует. Залежь пластовая, сводовая, в своде литологически экранированная, с краевыми хлоркальциевыми водами с минерализацией до 40 г/л. ГВК залежи принимается условно на абсолютной отметке -2424 м, соответствующей нижней дыре перфорации в скважине 93, давшей газ. При этом ГВК высота залежи составляет 114 м, площадь газоносности составляет 109,7 км<sup>2</sup>.

Эффективные газонасыщенные толщины пласта меняются от 0 до 20 м. Наибольшие толщины отмечаются в северной, северо-западной, части структуры.

Коллекторские свойства Т<sub>1</sub>-П по керну несколько лучше, чем у горизонта Т<sub>1</sub>-П (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Коллекторские свойства

№ скв.	Пористость открытая, %	Газопроницаемость, МД	Остаточная водонасыщенность
Пласт Т <sub>1</sub> - П <sup>а</sup>			
35	25,6	328,5	35,9
51	18,9	715,7	-
86	22,0	206,6	34,1
90	20,9	472,1	37,2
Ср. по Т <sub>1</sub> -П <sup>а</sup>	21,9	430,7	35,7
Пласт Т <sub>1</sub> -П <sup>б</sup>			
49	15,5	1,07	46,1
53	20,9	35,9	48,0

Продолжение табл. 2.1

61	21,2	186,3	-
86	18,1	2,3	-
Ср. по Т <sub>1</sub> -II <sup>б</sup>	18,9	56,4	47,5

#### *Продуктивный горизонт Т<sub>1</sub>-I*

Залежь пласта Т<sub>1</sub>-I находится в интервале глубин 2332-2369 м. Продуктивный пласт мощностью от 0 до 9 м представлен не выдержанными по простиранию песчано-алевролитовыми породами, залегающими в верхней части аргиллитов мономской свиты. Открытая пористость пород-коллекторов колеблется в пределах 12-23 %, максимальные значения проницаемости достигают 0,386 мкм<sup>2</sup>. Дебит газа через штуцер диаметром 6,6 мм составил 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 23,7 МПа, температура порядка +50 °С. Залежь характеризуется небольшими размерами и относится к типу пластовых, сводовых, с элементами литологического экранирования.

Залежь продуктивного горизонта Т<sub>1</sub>-I залегаёт в интервале 2301-2336 м. Продуктивный горизонт приурочен к линзе песчаников с прослоями алевролитов, залегающей в верхней части разреза мономской свиты. Мощность линзы изменяется от 0 до 10 м. Продуктивность пласта подтверждена испытанием в приконтурной скважине №3 - дебит газа через штуцер диаметром 6,6 мм составил 100 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Залежь характеризуется небольшими размерами и подобно нижележащей, относится к типу пластовых, сводовых, с элементами литологического экранирования.

#### *Продуктивный горизонт J<sub>1</sub>-I*

Залежь горизонта J<sub>1</sub>-I вскрыта в интервале 1434-1473 м. Залежь выявлена при опробовании пласта J<sub>1</sub>-I, который представляет собой песчаный коллектор с редкими прослоями алевролитовых разностей пород. В отдельных скважинах продуктивный пласт отсутствует. Открытая пористость пород изменяется от 17 до 26%, проницаемость достигает 0,3 мкм<sup>2</sup>. Максимальный дебит газа через штуцер диаметром 12,75 мм составил 198 тыс. м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление

14,2МПа, температура около +30 °С. Залежь характеризуется небольшими размерами и относится к типу пластовых, сводовых.

#### *Продуктивный горизонт J<sub>2</sub>-II*

Залежь горизонта J<sub>2</sub>-II находится в интервале 1047-1073 м, является газовой и приурочена к песчаному пласту-коллектору общей мощностью 14 м. При испытании получен приток газа с водой. Дебит газа через штуцер диаметром 12,7 мм составил 97 тыс. м<sup>3</sup>/сут, воды - 68 м<sup>3</sup>/сут. Залежь характеризуется небольшими размерами, является водоплавающей и относится к типу пластовых, сводовых.

#### *Продуктивный горизонт J<sub>3</sub>-I*

Залежь продуктивного горизонта J<sub>3</sub>-I вскрыта в интервале. 1014-1051 м. Продуктивный горизонт, приуроченный к нижней части разреза марыкчанской свиты, мощностью от 0 до 23 м представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Коллекторы характеризуются резкой изменчивостью по простиранию вплоть до полного их выклинивания. Открытая пористость пород достигает 23%, проницаемость колеблется в довольно широких пределах - от 0,04 до 0,1 мкм<sup>2</sup>. Дебит газа через штуцер диаметром 8,1 мм составил 42тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление 8,8 МПа, температура +18 °С. Газовая залежь характеризуется небольшими размерами и относится к типу пластовых, сводовых.

Геохимический анализ нефтяных компонентов показал, что их аккумуляция в продуктивные горизонты мезозоя происходила в результате латерального движения седиментационных вод и подвижных углеводородных смесей из наиболее погруженных одновозрастных отложений Виллойской синеклизы и Предверхоянского прогиба (Сороко Т.И., 1975).

Формирование газоконденсатных залежей, исходя из геохимических и геолого-динамических характеристик, происходило преимущественно за счет вертикального поступления углеводородов из домезозойских отложений с участием генерационного потенциала мезозойских отложений.

## 2.3 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Исходным продуктом Средневилнойского ГКМ является пластовый газ, поступающий на УКПГ из триасовых продуктивных горизонтов и имеющий следующий углеводородный состав (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Углеводородный состав сырья

Состав	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	∑C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5+</sub> выше	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	He
% об.	89,75	5,69	1,98	0,72	1,23	0,38	0,21	0,01	0,01

Потенциальное содержание конденсата (C<sub>5+</sub>выше) (таблица 2.3):

Таблица 2.3 – Содержание конденсата в газе

СВГКМ(залежи)	Содержание конденсата в газе (в пласте) г/м <sup>3</sup>	Удельный выход конденсата (в сепараторах) г/м <sup>3</sup>	Фактический выход конденсата (поступление в резервуары) г/м <sup>3</sup>	Унос в МГ из УКПГ г/м <sup>3</sup>
T <sub>1</sub> -I	62	58	54	2-4
T <sub>1</sub> -III	61	54		

Средний углеводородный состав газа сепарации на выходе из УКПГ – подача в магистральный газопровод (таблица 2.4):

Таблица 2.4 – Средний углеводородный состав газа

Состав	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	∑C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5+</sub> выше	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	He
% об.	92,33	4,85	1,66	0,51	0,1	0,51	0,05	-	-

Компонентный состав нестабильного конденсата (таблица 2.5):

Таблица 2.5 – Компонентный состав нестабильного конденсата

Наименование компонентов	Концентрация	
	% мольн	% масс
He	0,001	0,000
H <sub>2</sub>	0,002	0,000
CO <sub>2</sub>	0,032	0,021
N <sub>2</sub>	0,009	0,004
CL	30,196	7,152
C <sub>2</sub>	9,183	4,077

Продолжение табл. 2.5

Наименование компонентов	Концентрация	
	% мольн	% масс
C <sub>3</sub>	7,447	4,848
i-C <sub>4</sub>	2,239	1,921
n-C <sub>4</sub>	4,253	3,650
i-C <sub>5</sub>	2,170	2,312
n-C <sub>5</sub>	2,480	2,642
C <sub>6</sub>	5,540	7,049
C <sub>7</sub>	14,081	20,832
C <sub>8</sub>	7,867	13,268
C <sub>9</sub>	6,103	11,558
C <sub>10</sub>	3,433	7,213
C <sub>11</sub>	1,685	3,889
C <sub>12</sub>	1,019	2,562
C <sub>13</sub>	0,730	1,986
C <sub>14</sub>	0,502	1,469
C <sub>15</sub>	0,412	1,292
C <sub>16</sub>	0,233	0,781
C <sub>17</sub>	0,143	0,509
C <sub>18</sub>	0,098	0,369
C <sub>19</sub>	0,062	0,246
C <sub>20</sub>	0,035	0,145
C <sub>21</sub>	0,018	0,080
C <sub>22</sub>	0,016	0,073
C <sub>23</sub>	0,008	0,040
C <sub>24</sub>	0,003	0,012
Молярная масса, г/моль	67,73	

*Ингибитор гидратообразования*

В качестве ингибитора гидратообразования применяется метиловый спирт (метанол) CH<sub>2</sub>OH (таблица 2.6):

Таблица 2.6 – Показатели ингибитора (метанола)

Показатели, обязательные для проверки перед использованием в производстве	ГОСТ
Внешний вид	ГОСТ 2222-78
Плотность	ГОСТ 18995-73
Массовая доля воды	ГОСТ 14870-77

### 3. АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕВИЛЮЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

#### 3.1 Текущее состояние разработки

К настоящему времени на Средневиллюйском месторождении пробурено 77 скважин, из них по состоянию на 01.01.2013 г. ликвидировано 26 скважин. Общий фонд скважин составляет 53, в эксплуатационном фонде числится 44 скважины, из них в действующем фонде 30, в консервации находится 3 скважины, в бездействующем фонде – 5, в ожидании подключения и наблюдательном фонде находится 6 и 9 скважин соответственно. Бурение на месторождении завершено в 2000 году (таблица 3.1).

Таблица 3.1. – Характеристика фонда скважин Средневиллюйского ГКМ

Фонд скважин	Всего	53
Фонд добывающих скважин	Пробурено	35
	переведено из	9
	Всего	44
	В том числе:	
	действующие	30
	бездействующие	5
	в ожидании подключения	6
	в консервации	3
Фонд наблюдательных скважин		9

Уровни добычи газа и конденсата на 2010-2011 годы утверждены в целом по месторождению и отдельно по каждому из разрабатываемых пластов (Т<sub>1</sub>-Па, Т<sub>1</sub>-Пб и Т<sub>1</sub>-Пш).

За 2010 год отбор газа на месторождении составил 1,550 млрд. м<sup>3</sup> и 83,357 тыс. тонн конденсата. По проекту 2010 года добыча газа должна была составить 1 550 млрд. м<sup>3</sup> , а добыча конденсата 81,18 тыс. тонн.

За 2011 год добыча газа составила 1,511 млрд. м<sup>3</sup> и конденсата 80,0 тыс. тонн (без учёта технологических потерь), с учётом потерь добыча конденсата составила 88 тыс. тонн.

Средний фактический выход стабильного конденсата по месторождению составил 53,77 и 52,46 г/м<sup>3</sup> соответственно за 2010 и 2011 гг.

Коэффициент эксплуатации скважин по всем пластам не превышает 0,5 за исключением Т<sub>1</sub>-III в 2010 году 0,55, это связано с большой сезонной неравномерностью добычи газа.

В 2012 году добыча газа по месторождению составила 1624,559 млн. м<sup>3</sup>, что превысило проектное значение 1556,960 млн. м<sup>3</sup> на 4,3 %. Добыча конденсата составила 84,7 тыс. т и превысила проектный уровень 79,64 тыс. тонн на 6,4 %. Фонд скважин по месторождению в целом составляет 30 добывающих скважин со средним дебитом 295,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Коэффициент эксплуатации скважины составил 0,503.

Накопленная добыча газа и конденсата на 01.01.2013 год составила 30742 млн. м<sup>3</sup> и 1826 тыс. т соответственно. Накопленная добыча газа незначительно превысила проектное значение 30676,31 млн. м<sup>3</sup> на 65,69 млн. м<sup>3</sup> (0,22%), накопленная добыча конденсата больше проектного значения 1792,54 тыс. тонн на 33,46 тыс. тонн (1,87%). Текущий КИГ равен 0,174, текущий КИК равен 0,162. Отклонения в добыче соответствуют допустимым значениям (рисунок 3.1).

Контроль за наличием пластовой воды в продукции скважин осуществляется на УКПГ по закрытой системе сбора и подготовки газа. Объемы добываемой воды, отнесенные к единице добычи газа (ВГФ), соответствуют естественному влагосодержанию, минерализация не превышает 1 г/л.

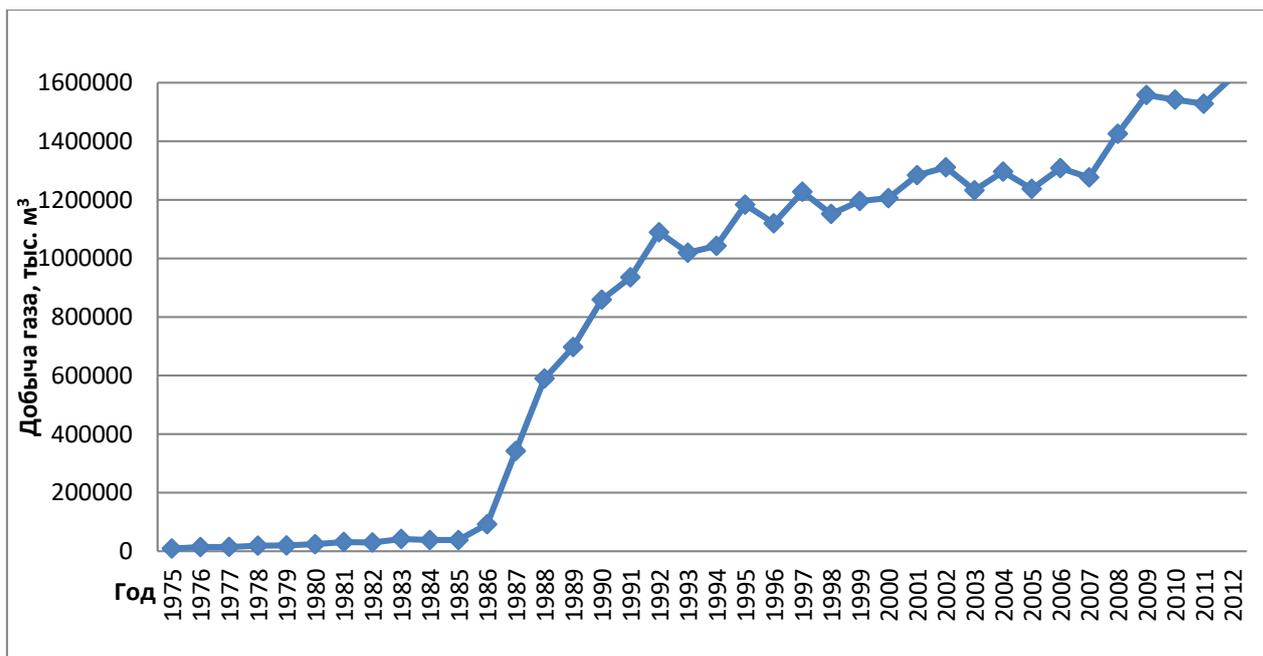


Рисунок 3.1 – Фактическая добыча газа по годам на 01.01.2013 г.

### Состояние разработки эксплуатационных объектов

Текущими объектами разработки, в соответствии с действующим проектным документом являются пласты Т<sub>1</sub>-Ш, Т<sub>1</sub>-П<sup>а</sup>, Т<sub>1</sub>-П<sup>б</sup>.

#### Пласт Т<sub>1</sub>-Ш.

*Залежь пласта Т1-Ш* является основным объектом разработки.

Фактическая добыча газа из пласта Т1-Ш в 2009-2011 годах превысила проектные показатели на 90,29 млн. м<sup>3</sup> в 2009г. и на 57,67 и 43,16 млн. м<sup>3</sup> в 2010, 2011 годах соответственно. В 2012 году добыча газа составила 1128,955 млн. м<sup>3</sup>, что меньше проектного значения 1164,520 на 35,565 млн. м<sup>3</sup> (3%). Добыча конденсата составила 58,29 тыс. т. Действующий фонд скважин составляет 22, со средним дебитом скважин 284 тыс. м<sup>3</sup> при коэффициенте эксплуатации 0,495.

По состоянию на 01.01.2013 из залежи Т<sub>1</sub>-Ш извлечено 24,080 млрд. м<sup>3</sup> газа или 17,97% от НГЗ. Накопленная добыча конденсата составила 1428 тыс. тонн или 16,7% от НГЗ (рисунок 3.2).

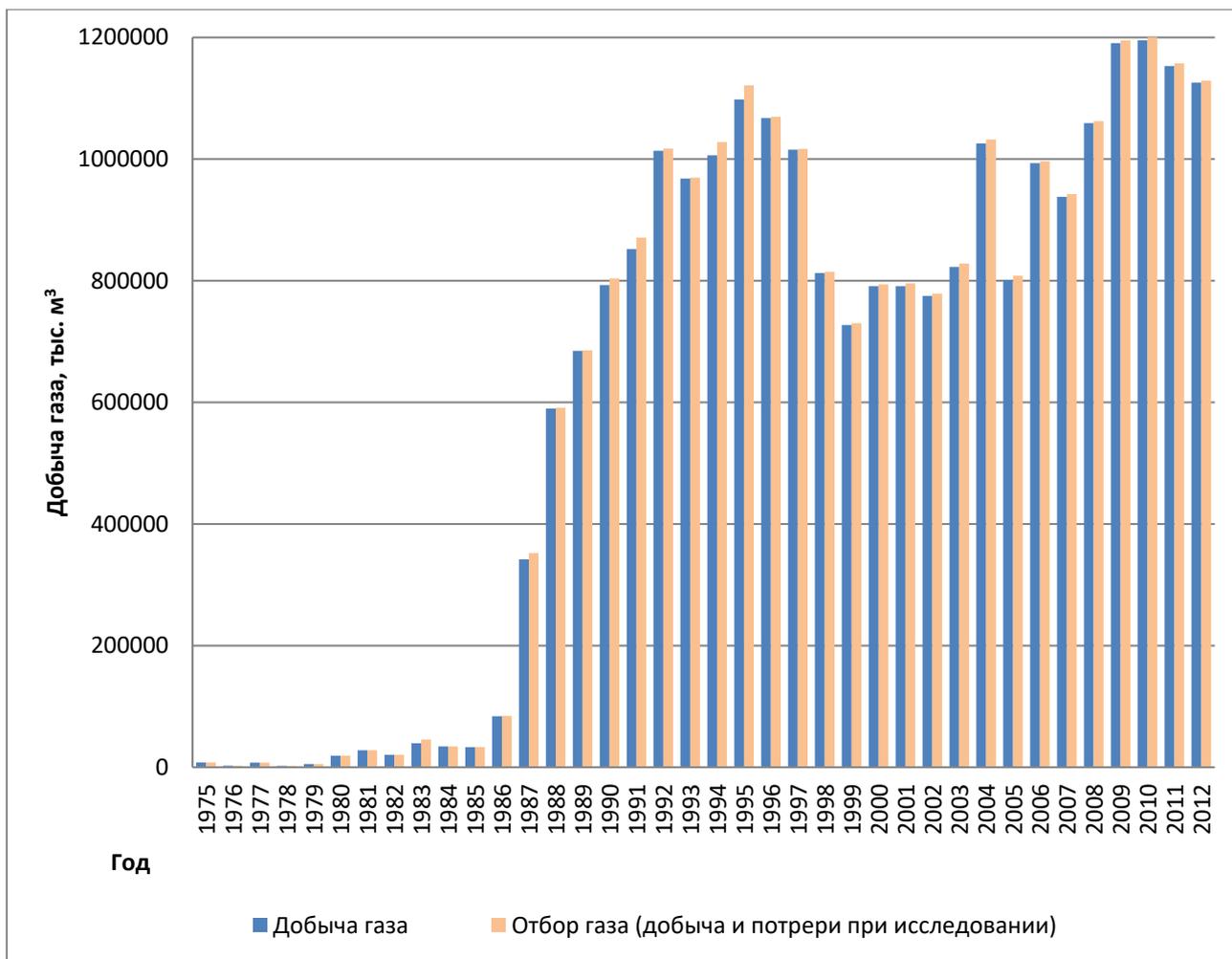
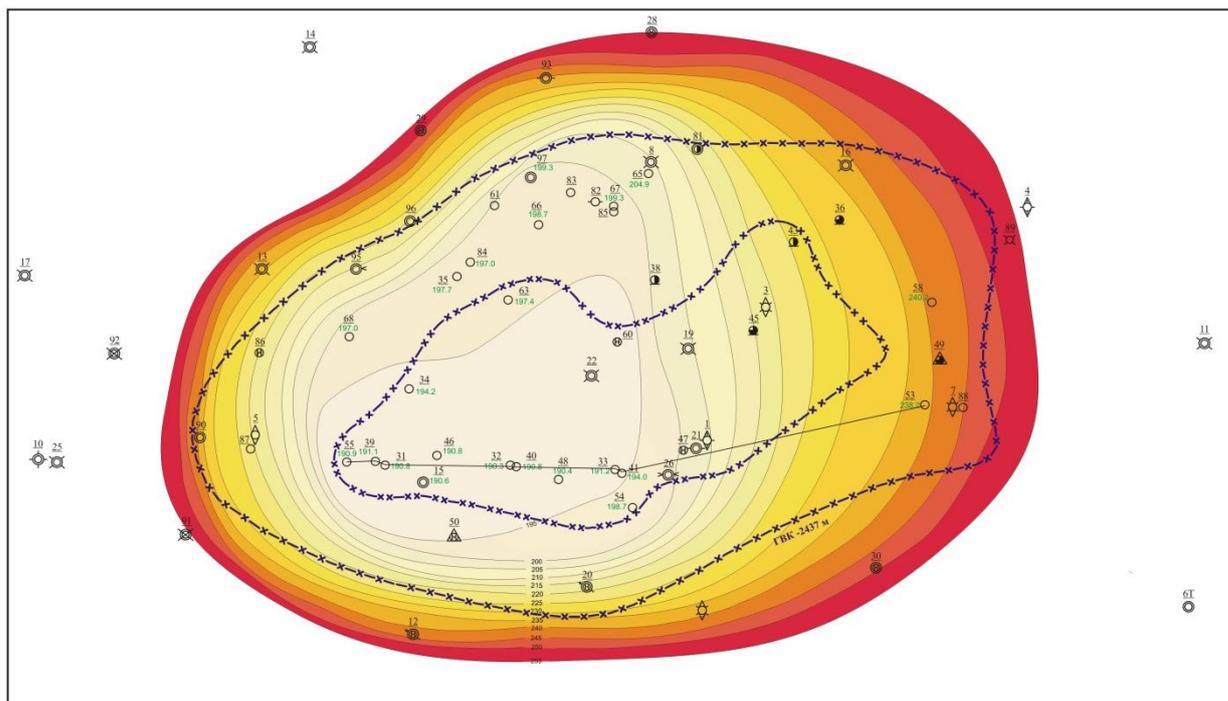


Рисунок 3.2 – Средневиллюйское месторождение. Добыча газа по пласту Т1-III

По данным ГДИ энергетическое состояние залежи удовлетворительное, и в зоне активных отборов составляет 19 МПа. По фактическим замерам пластовых давлений по состоянию на 01.01.2013 года, наблюдается незначительное падение давления по пласту Т<sub>1</sub>-III и характеризуется как стабильное. В зоне активных отборов наблюдается депрессионная воронка (рисунок 3.3). Депрессия на пласт составила 0,870 МПа или 4,58% от пластового давления. Продуктивный пласт разрабатывается в условиях газового режима.



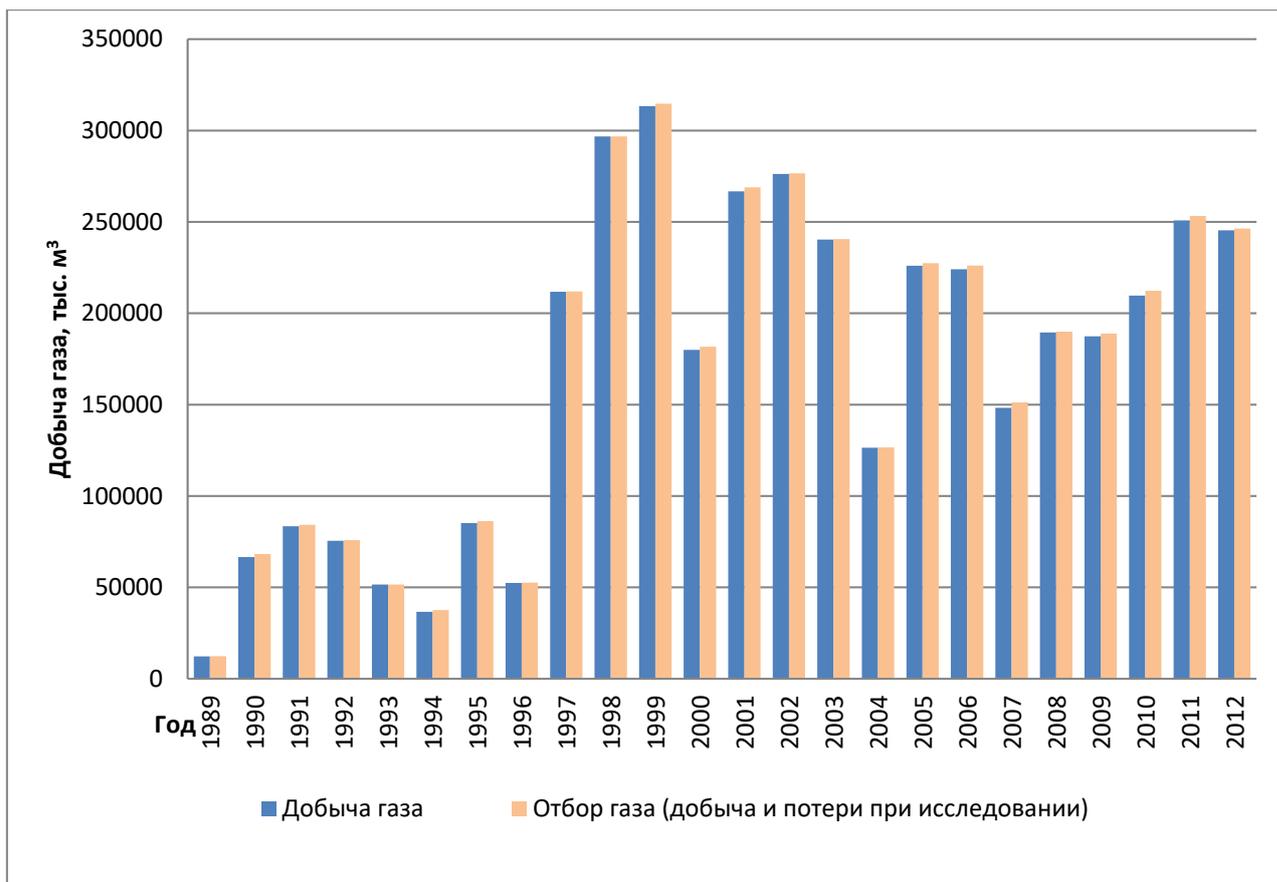


Рисунок 3.4 – Средневилюйское месторождение. Добыча газа по пласту Т<sub>1</sub>-II<sup>а</sup>

По пласту Т<sub>1</sub>-II<sup>а</sup> отмечается незначительное падение пластовых давлений в зоне отборов газа по сравнению с 2011 годом. Текущее среднее пластовое давление в зоне отбора (по результатам глубинных замеров) снизилось на 15,1% от начального 24,96 МПа и составляет 20,66 МПа. Анализ фактической P/Z-зависимости свидетельствует об эксплуатации залежи в условиях газового режима.

Проведенный анализ результатов работ предыдущих исследований и фактических замеров за 2010 год показывает, что изменение пластового давления за 2011 – 2012 гг. незначительное. Депрессия на пласт в 2012 г. составила 1,095 МПа или 5,3% от пластового давления (рисунок 3.5).

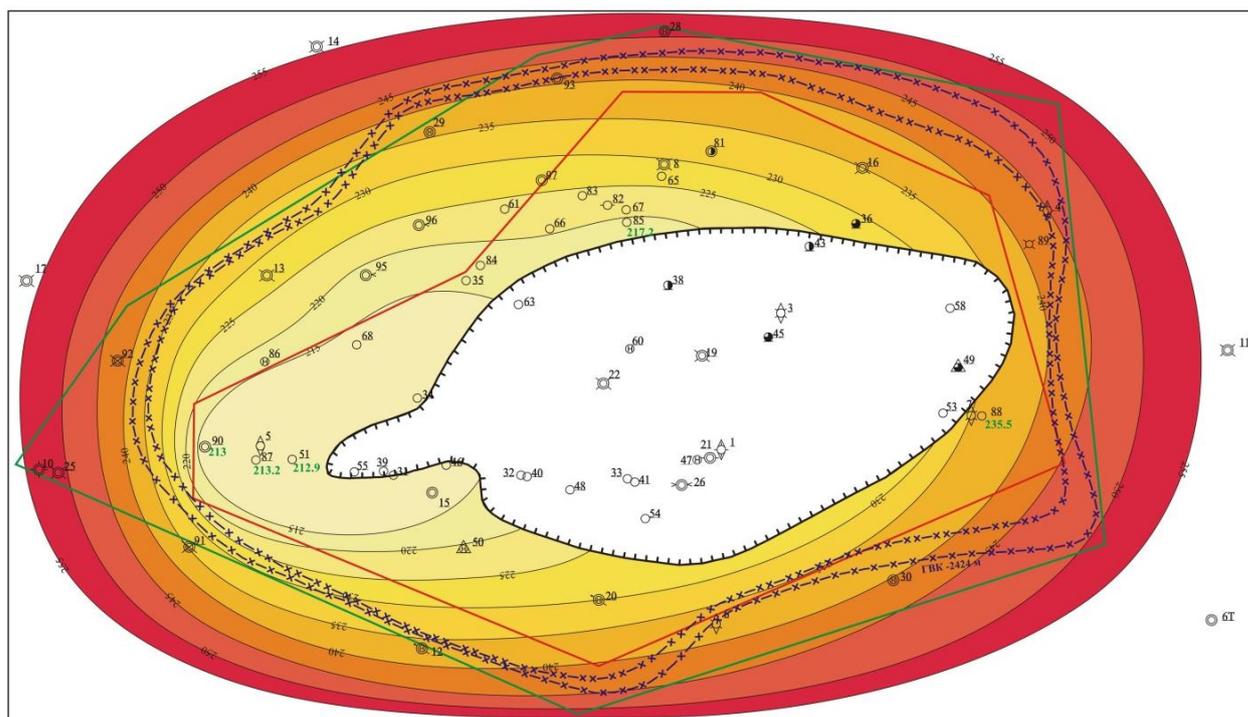


Рисунок 3.5 – Карта изобар по пласту Т<sub>1</sub>-II<sup>а</sup> (по состоянию на 01.01.2013)

### Пласт Т<sub>1</sub>-II<sup>б</sup>

*Залежь Т1-II<sup>б</sup>* введена в разработку в 1998 году. Фактическая добыча газа из пласта Т<sub>1</sub>-II<sup>б</sup> в 2009г. превысила проектные показатели на 12,8 млн. м<sup>3</sup>, а в 2010, 2011 годах была меньше проектных показателей на 10,85 и 9,57 млн. м<sup>3</sup> соответственно. В 2012 году было добыто 249,235 млн. м<sup>3</sup> при проектном значении 117,790 млн. м<sup>3</sup>. Фактическая добыча газа превысила проектный уровень в 2,1 раза. Добыча конденсата составила 13,14 тыс. т, что в 2,19 раза превысила проектное значение. Действующий фонд скважин равен 3. Средний дебит добывающей скважины составил 423,6 тыс. м<sup>3</sup> при коэффициенте эксплуатации 0,5.

Накопленная добыча газа по состоянию на 01.01.2013 составила 2,581млрд. м<sup>3</sup> или 22,75 % от НГЗ. Накопленная добыча конденсата равна 153тыс. т или 21,13% от НГЗ (рисунок 3.6).

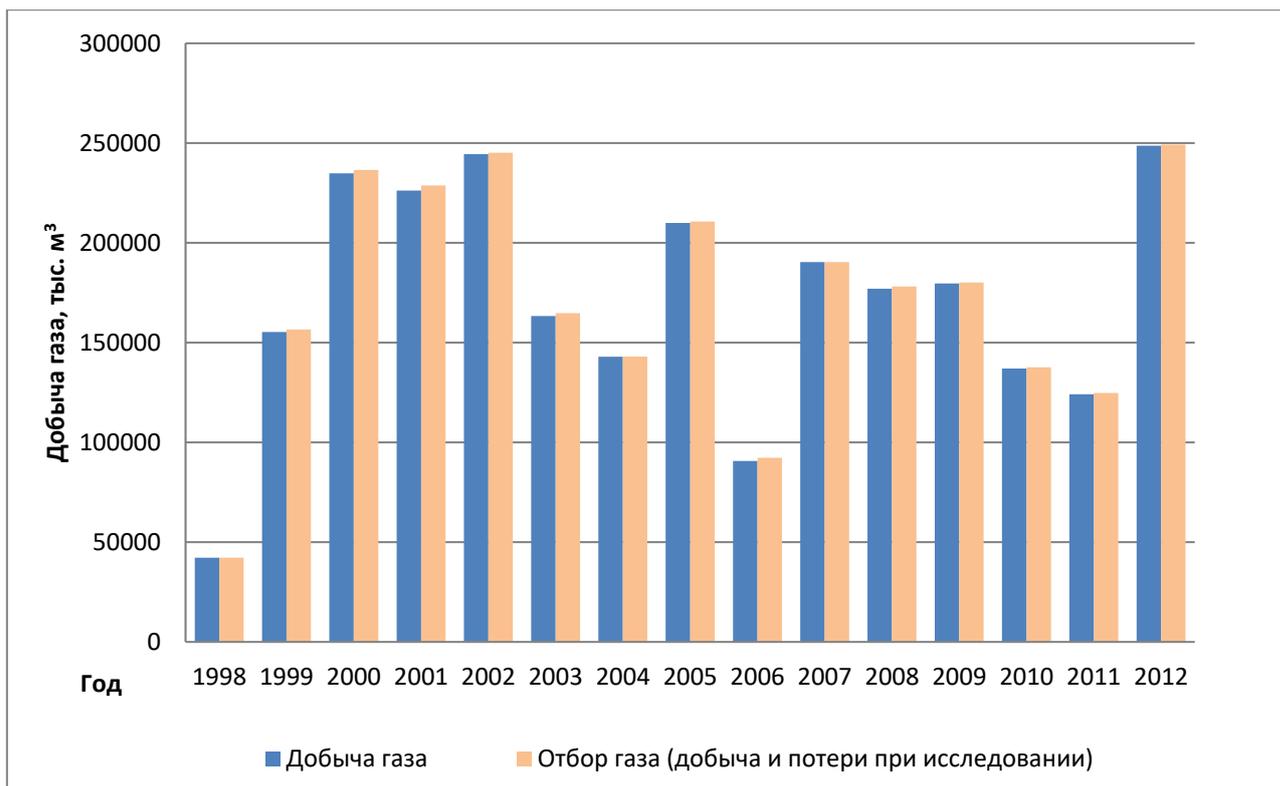


Рисунок 3.6 – Средневилюйское месторождение. Добыча газа по пласту Т<sub>1</sub>-II<sup>б</sup>

По пласту Т<sub>1</sub>-II<sup>б</sup> также отмечается незначительное падение пластовых давлений в зоне отборов газа. Текущее среднее пластовое давление в зоне отбора (по результатам глубинных замеров) в 2012 году составляло 19,76 МПа. Депрессия на пласт в 2012 г. составила 0,944 МПа или 4,78% от пластового давления. Режим работы залежи следует оценивать как газовый.

Для пласта Т<sub>1</sub>-II<sup>б</sup> проведенный анализ результатов работ предыдущих исследований и фактических замеров изменения пластового давления. Карта изобар по пласту представлена на рисунке 3.7.

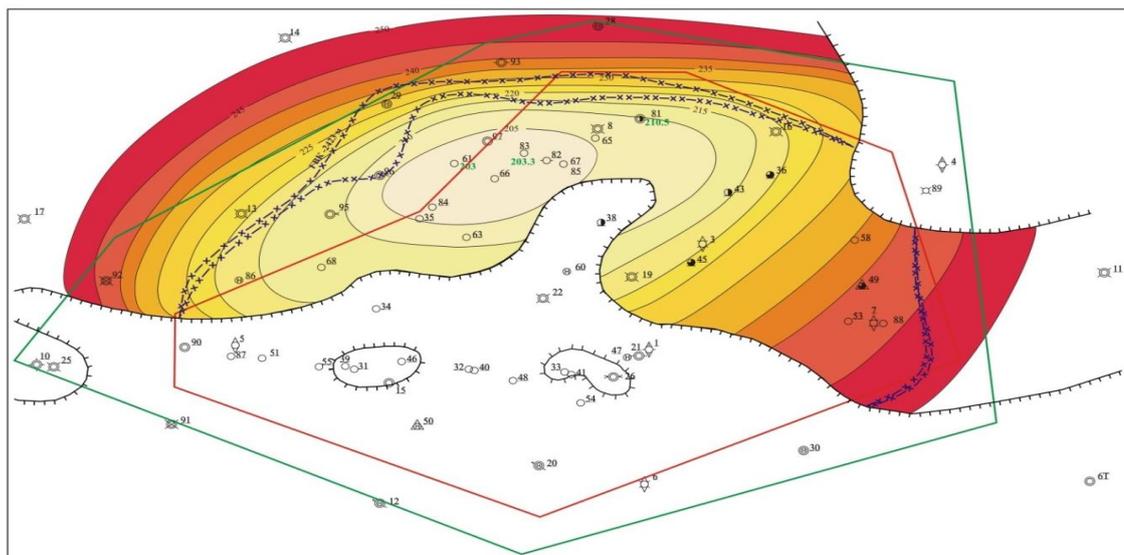


Рисунок 3.7 – Карта изобар по пласту Т<sub>1</sub>-II<sup>б</sup> (по состоянию на 01.01.2013)

### 3.2. Варианты разработки Средневилюйского ГКМ

Главная особенность разработки газоконденсатных месторождений — возможность в результате снижения давления выпадения конденсата в пласте, стволе скважины и наземных сооружениях. Конденсат — ценное сырье для химической промышленности, поэтому необходимо наиболее полное извлечение конденсата из пласта при рациональной системе разработки месторождения.

В настоящее время газоконденсатные месторождения разрабатываются на истощение (без поддержания пластового давления) как чисто газовые или с поддержанием давления в пласте.

Разработка газоконденсатных месторождений на истощение обеспечивает одновременную добычу газа и конденсата, высокий коэффициент газоотдачи при минимальных, по сравнению с другими методами, затратах. Однако конденсатоотдача месторождений оказывается невысокой, так как конденсат, выпадающий в пласте по мере снижения пластового давления, считается безвозвратно потерянным.

Предотвратить или снизить количество выпавшего конденсата можно путем полного или частичного поддержания пластового давления, которое осуществляют двумя способами: закачкой сухого газа в пласт или искусственным заводнением месторождения.

Разработка газоконденсатного месторождения с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа (сайклинг-процесс) обеспечивает наиболее высокую конденсато- и газоотдачу месторождения. В начальный период разработки месторождения с помощью сайклинг-процесса товарный продукт — конденсат, при этом осушенный (отбензиненный) газ возвращается в залежь. После извлечения основного количества конденсата месторождение разрабатывается как чисто газовая залежь на истощение. Применяют процессы различных видов — полный сайклинг (с закачкой всего добываемого газа), неполный сайклинг (с возвращением в пласт части добываемого газа), канадский сайклинг (газ закачивается в летний период, а отбирается в период наибольшего потребления).

Эффективность сайклинг-процесса в большей степени зависит от неоднородности коллекторских свойств пород по толщине и площади пласта. Из-за опережающего прорыва сухого газа по отдельным высокопроницаемым интервалам в неоднородных пластах конечная конденсатоотдача может оказаться низкой. Основной недостаток сайклинг-процесса — длительная консервация запасов газа и значительные затраты на компрессорное хозяйство для обратной его закачки.

Искусственное заводнение осуществляют для поддержания пластового давления путем площадного законтурного нагнетания в залежь воды. В этом случае с начала эксплуатации месторождения ведутся совместный отбор и сдача потребителю газа и конденсата. В то же время возможны потери газа и конденсата, вызванные их защемлением в пласте водой.

### 3.3. Анализ режима разработки залежи Т1-III

При составлении проекта разработки данного месторождения была принята, как и на Толон-Мастахском ГКМ, модель газовой залежи с активным водонапорным режимом.

Сравним фактический и расчетный суммарные отборы газа из залежи Т1-III за исследуемый период. В соответствии с формулой

$$V = P \times T / P_e \times T_e \times Z \quad (3.1)$$

где  $P$ ,  $P_e$  – соответственно пластовое и стандартное абсолютное давления;  $T$ ,  $T_e$  – соответственно пластовая и стандартная температуры;  $Z$  – коэффициент сжимаемости, определяли количество газа  $V$  в 1 м<sup>3</sup> порового пространства при начальных температуре и давлении в залежи. Получаем, что 1 м<sup>3</sup> газонасыщенного порового пространства на начало разработки залежи содержал 258,88 м<sup>3</sup> газа. [7]

Общий объем порового пространства занятый газом, при условии достоверности оценки начального запаса, на начало разработки составляет 104 млрд. м<sup>3</sup>/258,88 м<sup>3</sup> = 401730531,52 м<sup>3</sup>. Здесь 104 млрд. м<sup>3</sup> начальные геологические запасы залежи Т1-III оцененные как объемным методом, так и методом материального баланса.

Коэффициенты сжимаемости газа определялись по псевдокритическим давлению и температуре на основе среднего состава пластового газа, определенных согласно Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. [2]. Расчеты коэффициентов сжимаемости газа в интервале давлений 25,25;20,00 МПа, для залежи Т1-III. (рисунок 3.8)

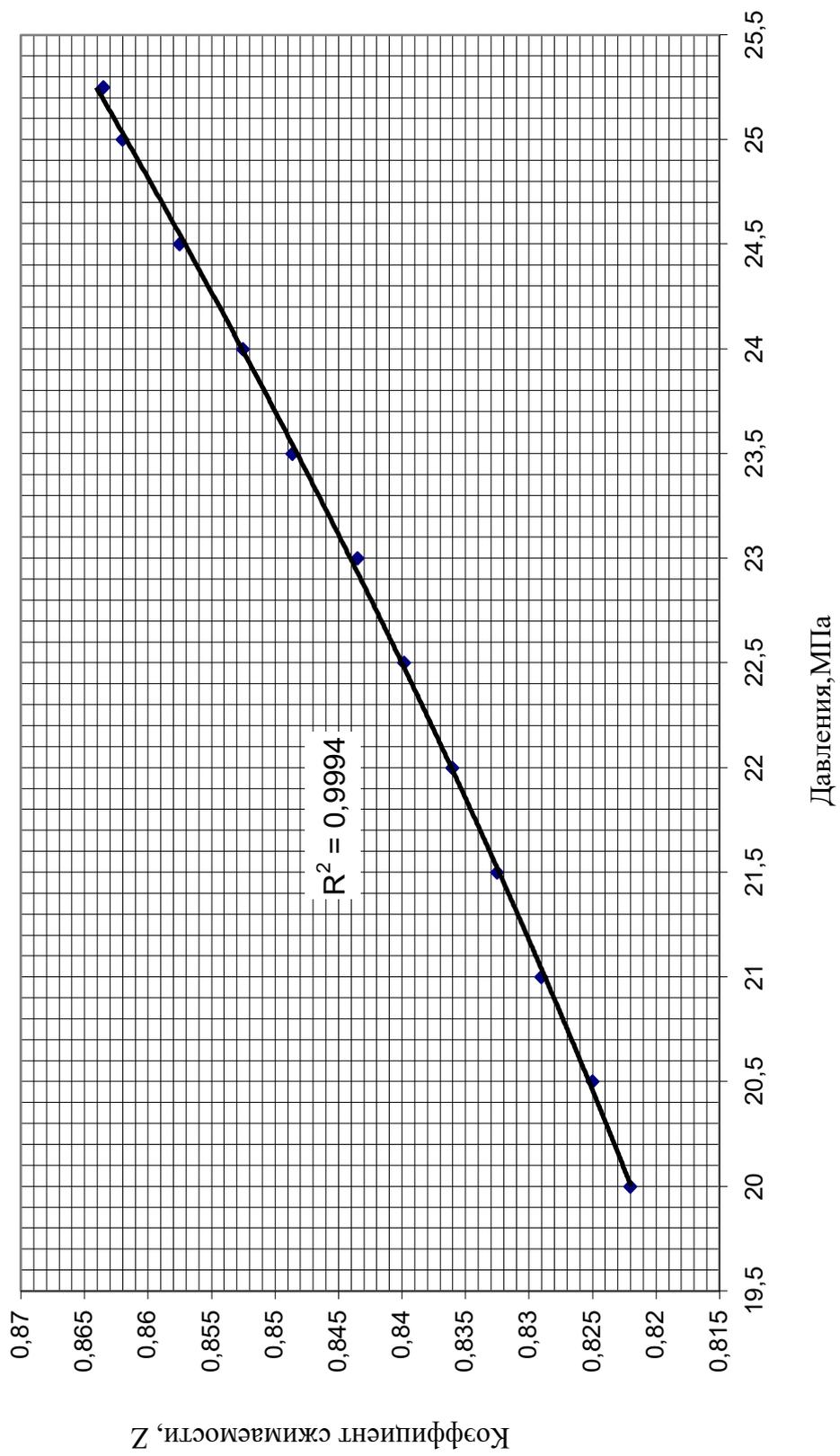


Рисунок 3.8 – Зависимость коэффициента сжимаемости Z в интервале [25,25;20,00 МПа] для залежи T<sub>1</sub>-III

При текущем средневзвешенном пластовом давлении 21,28 МПа,  $Z=0,8356$  и неизменившейся температуре количество газа в  $1 \text{ м}^3$  порового пространства должно составлять  $222,73 \text{ м}^3$ . Следовательно, из каждого  $1 \text{ м}^3$  газонасыщенного порового пространства за этот период было извлечено  $36,15 \text{ м}^3$  газа.

Рассчитываем по формуле расчетный суммарный объем отобранного газа:

$$Q_{расч} = 36,15 \times \alpha \Omega_n \quad (3.2)$$

где  $\alpha \Omega_n$  – начальное газонасыщенное поровое пространство. Расчетный отбор составляет  $14,522$  млрд.м<sup>3</sup>, фактический суммарный отбор за исследуемый период составил  $14,557$  млрд.м<sup>3</sup>.

Таким образом, фактический отбор при условии корректной оценки пластового давления отличается от теоретического отбора при газовом режиме всего лишь на  $35$  млн.м<sup>3</sup> природного газа. Что может быть, главным образом, обусловлено потерями газа при добыче за весь период промышленной эксплуатации залежи Т<sub>1</sub>-III, или погрешностями оценки среднего пластового давления. Практическое совпадение фактического и расчетного суммарных отборов позволяет сделать вывод о газовом режиме разработки залежи Т<sub>1</sub>-III на рассмотренном этапе эксплуатации, т.е. о замкнуто-упругом режиме дренирования залежи.

Для приближенной оценки адекватности принятой модели режима залежи реальному природному объекту сделан анализ динамики пластовых давлений как функции отборов газа по залежи Т<sub>1</sub>-III и с расчетом продвижения воды в залежь в исследуемом периоде.

В то же время сделана оценка объема внедрившейся воды по приближенной методике расчета продвижения в залежь контурной или подошвенной воды. Особенность методики заключается в том, что в основу положено приближенное решение задачи о неустановившемся притоке воды к укрупненной скважине при эксплуатации ее с переменным во времени дебитом.

Для расчетов мы воспользовались заданной зависимостью изменения во времени отбора газа и геолого-промысловыми данными залежи Т<sub>1</sub>-III.

$$Q=Q(t) \quad (3.3)$$

Газовая залежь и водонапорная часть, приуроченная к продуктивному горизонту Т<sub>1</sub>-III, с выявленными неоднородностями принимается за единую сообщающуюся газогидродинамическую систему. Извлекаемый объем природного газа из залежи суммируется, а залежь представляется укрупненной скважиной радиусом  $R_3$ . Радиус укрупненной скважины определяется из равенства

$$\pi \times R_3^2 = S \quad (3.4)$$

(Где  $S$  - площадь газоносности).

Согласно принципу суперпозиции для вычисления давления на стенке укрупненной скважины имеется следующее выражение [2]:

$$p(R_3, t) = p. - \frac{q_{\%o} \times \mu_{\%o}}{2 \times \pi \times k \times h} \times \frac{\sqrt{12 \times fo \text{ Б}} \times (\ln \times \sqrt{12 \times fo \text{ Б}} - 1) + 1}{\sqrt{12 \times fo \text{ Б}} - 1}, \quad (3.5)$$

где

$$fo \text{ Б} = \frac{\chi}{R_3^2} \times \frac{Q_{\%o}(t)}{q_{\%o}(t)}; \quad (3.6)$$

Связь между дебитом воды в момент времени  $t$  и давлениями на расстояниях  $R_3$  и  $R$  установлена с использованием формулы Дюпюи:

$$q_{\%o}(t) = \frac{2 \times \pi \times k_d \times h}{\mu_{\%o} \times \ln R_3 / R(t)} \times (p(R_3, t) - p(t)); \quad (3.7)$$

Для суммарного количества воды, поступившей в газовую залежь на момент времени  $t$ , имеется следующее рекуррентное соотношение:

$$Q_{\%o}(t) = Q_{\%o}(t - \Delta t) + (q_{\%o}(t - \Delta t) + q_{\%o}(t)) \times \frac{\Delta t}{2}; \quad (3.8)$$

здесь дебиты воды относятся на конец соответствующего интервала времени.

Уравнение материального баланса в предположении, что в обводненной зоне залежи газ защемляется при давлении, равном среднему пластовому давлению в соответствующий момент времени, записывается в виде:

$$\frac{p \cdot \alpha \Omega}{z} = \frac{p(t) \times (\alpha \Omega - Q_{\%o}(t))}{z(p(t))} + p_{\text{эф}} \times Q_{\text{ЛВ}}(t); \quad (3.9)$$

С использованием очевидного соотношения

$$Q_{\%o}(t) = \pi \times (R_3^2 - R^2(t)) \times m \times h \times (\alpha - \alpha_{\text{в}}), \quad (3.10)$$

уточняется положение границы раздела газ-вода в момент времени  $t$ :

$$R_3(t) = \sqrt{R_3^2 - \frac{Q_{\%o}(t)}{\pi \times m \times h \times (\alpha - \alpha_{\text{в}})}}. \quad (3.11)$$

Из уравнений (3.5) - (3.9) после несложных преобразований получается выражение для дебита контурной воды, поступающей в залежь в момент времени  $t$ :

$$q_{\%o}(t) = \frac{p}{A} + \frac{B}{\Delta t} - \sqrt{\left(\frac{p}{A} + \frac{B}{\Delta t}\right)^2 - \frac{4 \times (p \cdot B - z(p) \times C)}{A \times \Delta t}}. \quad (3.12)$$

Здесь

$$A = \frac{\mu_{\%o}}{\pi \times k \times h} \times \frac{\sqrt{12 \times fo \times B} \times (\ln \times \sqrt{12 \times fo \times B} - 1) + 1}{\sqrt{12 \times fo \times B} - 1} + \frac{\mu_{\%o}}{\pi \times k_{\%o} \times h} \times \ln \frac{R_3}{R(t)};$$

$$B = \alpha \Omega - Q_{\%o}(t - \Delta t) - q_{\%o}(t - \Delta t) \times \frac{\Delta t}{2}; \quad (3.13)$$

$$C = \frac{p \cdot \alpha \Omega}{z} - p_{\text{эф}} \times Q_{\text{ЛВ}}(t).$$

В формулу (3.12) входят параметры и на момент времени  $t$ . Поэтому расчеты по формуле (3.12) проводятся с реализацией метода итераций. В первом приближении принимается, что

$$z(p(t)) \approx z(p(t - \Delta t)), R(t) \approx R(t - \Delta t), q_{\%o}(t) \approx q_{\%o}(t - \Delta t), Q_{\%o}(t) \approx Q_{\%o}(t - \Delta t) + q_{\%o}(t - \Delta t) \times \Delta t, \quad (3.14)$$

а на самом первом временном шаге берется, что

$$fo = x \times \Delta t / R_3^2. \quad (3.15)$$

Определяется  $q_{\epsilon}(t)$ . По формуле (3.8) вычисляется  $Q_{\epsilon}(t)$ , по уравнению (3.9) -  $P(t)$ . Уточняется на каждом шаге значение  $z(p(t))$ . С уточненными значениями  $z(p(t))$ ,  $R(t)$  по формуле (3.12) вновь определяется  $q_{\epsilon}(t)$  и т.д. до получения различия в последнем и предпоследнем приближениях - не более чем на заданную погрешность  $E$ .

#### *Исходные данные*

Исходные данные предоставлены геологическим отделом ОАО «Якутгазпром», а также некоторые величины рассчитаны согласно законам физики и газогидродинамики:

Начальные запасы залежи Т<sub>1</sub>-III оцениваются в 104 млрд. м<sup>3</sup> газа. Объем порового пространства ( $\alpha\Omega_n$ ) подсчитанный объемным методом составляет 401730531,52 м<sup>3</sup> при средневзвешенной газонасыщенной толщине ( $h$ ) залежи 28,2 м, коэффициенте пористости ( $K_n$ ) 0,2, коэффициенте газонасыщенности ( $\alpha$ ) 0,63 и площади зеркала газонасыщенности ( $S$ )  $114,7 \times 10^6$  м<sup>2</sup>.

Начальное пластовое давление ( $p_n$ ) принято равным 25,53 МПа, температура ( $T$ ) 53 С. Коэффициенты проницаемости воды ( $k_{\epsilon}$ ) и газа ( $k$ ) соответственно равны  $0,127 \times 10^{-12}$  м<sup>2</sup> и  $0,3 \times 10^{-12}$  м<sup>2</sup>. Коэффициент динамической вязкости воды ( $\mu_{\epsilon}$ ) равен  $2 \times 10^{-5}$  Па\*с. Коэффициент пьезопроводности ( $\chi$ ) взят равным 10 м<sup>2</sup>/с (для терригенных коллекторов на глубине 2500). Начальный коэффициент сжимаемости газа ( $z_n$ ) рассчитанный по псевдокритическим давлению и температуре совпадает с рассчитанным значением по удельному весу газа по воздуху и составляет 0,8625. Расчеты зависимости коэффициента сжимаемости газа ( $z$ ) в интервале давлений 25,25;20,00 МПа, для залежи Т<sub>1</sub>-III (рисуснок 3.8) Коэффициент остаточной газонасыщенности ( $\alpha_{ост}$ ) принят равным 0,124 при условии, что коэффициент газоотдачи ( $K_{\epsilon}$ ) составит 0,8.

Результаты расчетов в графическом виде приведены на рисунке 3.9. Как видим, расчетные средневзвешенные пластовые давления, как при газовом режиме, так и в водонапорном снижаются медленнее фактических, а в период с 8 до 10 млрд. м<sup>3</sup> разница между расчетными и фактическими значениями давления возрастает. Резкое увеличение фактического средневзвешенного пластового давления в этом интервале объясняется, отчасти, принятием в 1995 г новой расширенной модели дренирования залежи, геологической службой ОАО «Якутгазпром».

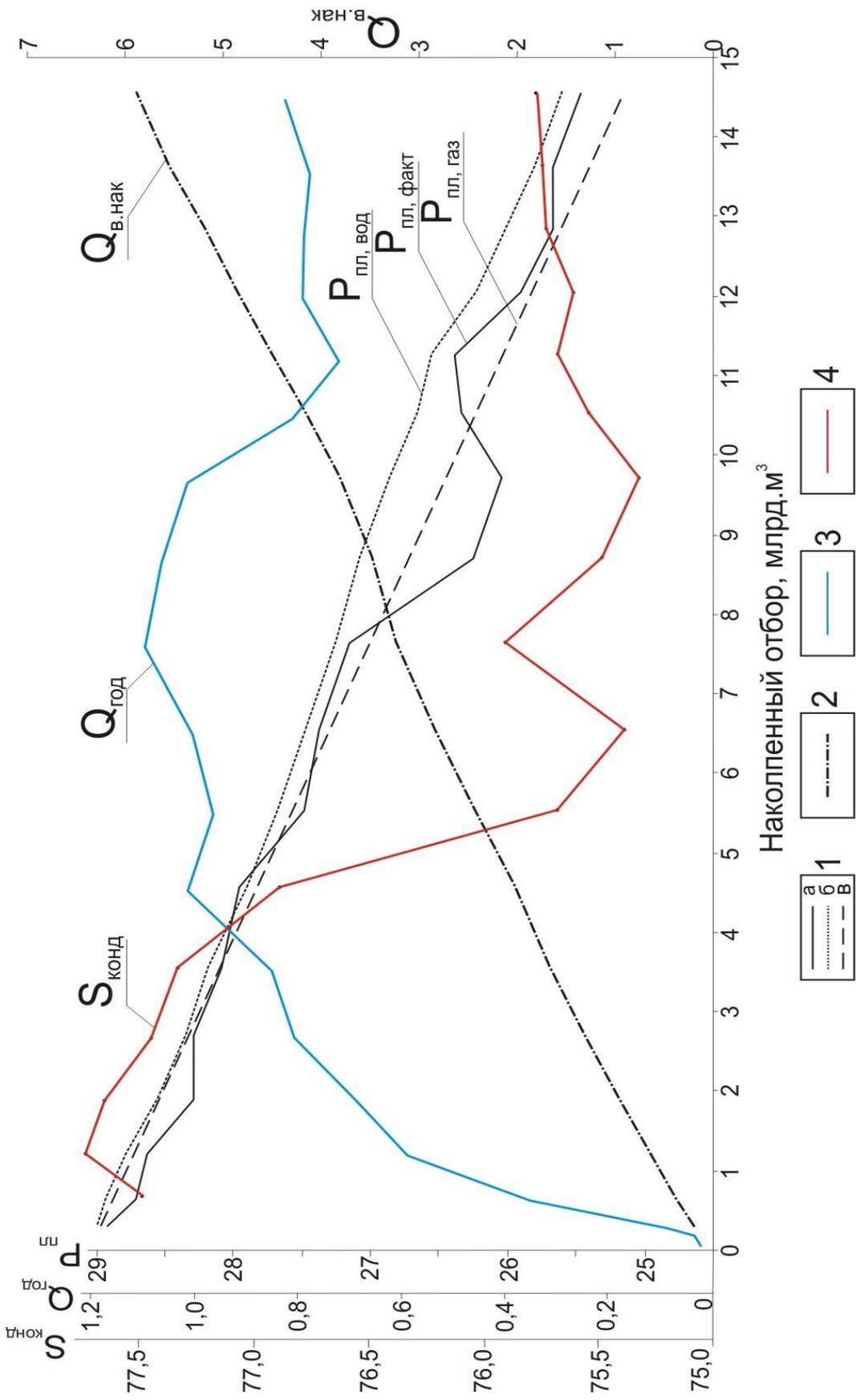


Рисунок 3.9 – Показатели разработки продуктивного горизонта Т<sub>1</sub>-Ш

Условные обозначения: 1 - зависимости падения пластового давления для фактического (а), расчетного водонапорного (б) и газового (в) режимом, в МПа с учетом коэффициента сжимаемости, 2 – расчетное поступление воды в залежь, в млн.м<sup>3</sup>, 3 – годовой отбор, в млрд.м<sup>3</sup>, 4 – динамика изменения содержания конденсата в продукте, в тонне на миллион м<sup>3</sup>.

Как показывают расчеты при добыче 15 млрд. м<sup>3</sup> природного газа, в залежь Т1-III должно было поступить порядка 6,0 млн. м<sup>3</sup> воды. Хотя, если посчитать в первом приближении по уравнению материального баланса.

$$Q_{в}(t) = \alpha \Omega_n - (P_n \times \alpha \Omega_n / Z_n - P_{ат} \times Q_{доб}(t)) \times Z(P(t)) / P(t) \quad (3.16)$$

Где  $P(t)$  - текущее средневзвешенное пластовое давление, МПа,  $Q_{доб}(t)$  - текущее суммарное количество отобранного газа, м<sup>3</sup>,  $Z(P(t))$  - текущий коэффициент сжимаемости,  $Z_n$  - начальный коэффициент сжимаемости,  $P_n$  - начальное пластовое давление, МПа,  $\alpha \Omega_n$  - количество начального газонасыщенного порового пространства, м<sup>3</sup>, в случае проявления активного водонапорного режима при заданных параметрах в залежь должно было поступить в изучаемом периоде эксплуатации порядка 10,46 млн. м<sup>3</sup> воды.

В коррективах проекта разработки Средневилукойского газоконденсатного месторождения, составленных в 1989 г. сотрудниками ВНИИгаза Н.Н. Жильцовым и Ю.И. Яковлевым, активность водонапорной системы оценена в размере 5 % объема отобранного из залежи газа, отнесенного к пластовым условиям. По этой оценке в залежь Т1-III могло внедриться 3367305,7 м<sup>3</sup> ≈ 3,3 млн. м<sup>3</sup> пластовой воды.

Элементы водонапорного режима в явной форме еще не проявляются (рисунок 3.9). Однако факт снижения пластового давления в пьезометрической скв. 28, где, по сравнению с начальным, текущее давление снизилось на 30 МПа, а также отмечаемый подъем ГВК в северной части месторождения, который фиксируется по изменению газонасыщенности и формированию выше первоначального уровня контакта переходной зоны газ + вода мощностью до 6 м с газонасыщенностью 43 %, свидетельствуют в целом о правомерности указанного предположения.

Нужно отметить, краевые и подошвенные воды залежи газонасыщены до предела, давление насыщения ( $P_n$ ) равно пластовому ( $P_p$ ). Для приконтактной зоны характерно двухфазное насыщение (вода+газ), при этом газонасыщенность переходной зоны достаточно высока (до 30-40 %). При

удалении от залежи газонасыщенность снижается, высота переходной зоны порой превышает 100 м. В таком случае нужно учитывать силы поверхностного натяжения около забоя скважины (бетон в любом случае имеет повышенную, чем коллектор силу натяжения воды) и вибрация скважины (спуск-подъем аппаратуры) могут вызывать насыщение газовой смеси в сторону увеличения жидкости в околоскважинном пространстве.

С другой стороны, механизм взаимодействия перечисленных факторов, в частности, отсутствия активного водонапорного режима и поступление краевых вод возмещающих потерю давления продуктивного пласта, весьма вероятно, обусловлено капиллярной пропиткой гидрофильных песчаников по мере снижения в них газонасыщенности порового пространства. Это предположение подтверждается резким снижением коэффициента газонасыщенности продуктивных коллекторов вблизи ГВК, когда его значение снижается до 45-50%. Исходя из фазовых проницаемостей в системе «Газ-вода», трудно себе представить, чтобы такие коллекторы могли обладать полноценной газоотдачей. Вместе с тем, коэффициент остаточной газонасыщенности коллекторов в обводнявшихся скважинах гораздо ниже и составляет 25-30%.

Результаты расчетов не дают основания оценивать режим работы залежи в анализируемом периоде как активный водонапорный, он ближе к некоторому смешанному режиму, при котором сохраняется преимущественно газовый режим и происходит всасывание краевых вод. При повышенных объемах добычи с отдельных участков залежи вполне возможно увеличение количества жидкости в продукте вплоть, до полного заводнения, что происходило на соседнем Мастахском газоконденсатном месторождении. Между тем по последним, не опубликованным данным заводненные продуктивные горизонты Мастахского газоконденсатного месторождения начинают восстанавливаться (газонасыщенность пласта увеличивается), по всей видимости, опять же за счет относительно высокой газонасыщенности пластовых вод, вполне вероятно, еще

за счет просачивания пермских углеводородов вдоль некачественно обсаженных скважин.

Также выполнена приближенная оценка эксплуатационной характеристики работы горизонта Т1-III. Для этого отдельно приведены графики годовых отборов и фактического падения давления связанные с накопленной добычей, среднесуточные дебиты и количества скважин (рисунок 3.10; 3.11). На этих графиках наблюдается стабилизации отборов при накопленной добыче в диапазоне 4,5-9,5 млрд.м<sup>3</sup> (4,2 –9% от геологических запасов). В последние годы соответственно при увеличении накопленной добычи наблюдается падение годовых отборов и среднесуточных дебитов, соответственно за счет активного подключения залежи Т1-IIa и Т1-IIб новых скважин на левобережной части месторождения. Поскольку из-за возникновения депрессионной воронки в горизонте Т1-III отборы из него были сокращены за счет ввода в эксплуатацию горизонта Т1-II. (рисунок 3.11) Также видно, что для более равномерного по площади отбора планомерно увеличивается количество скважин.

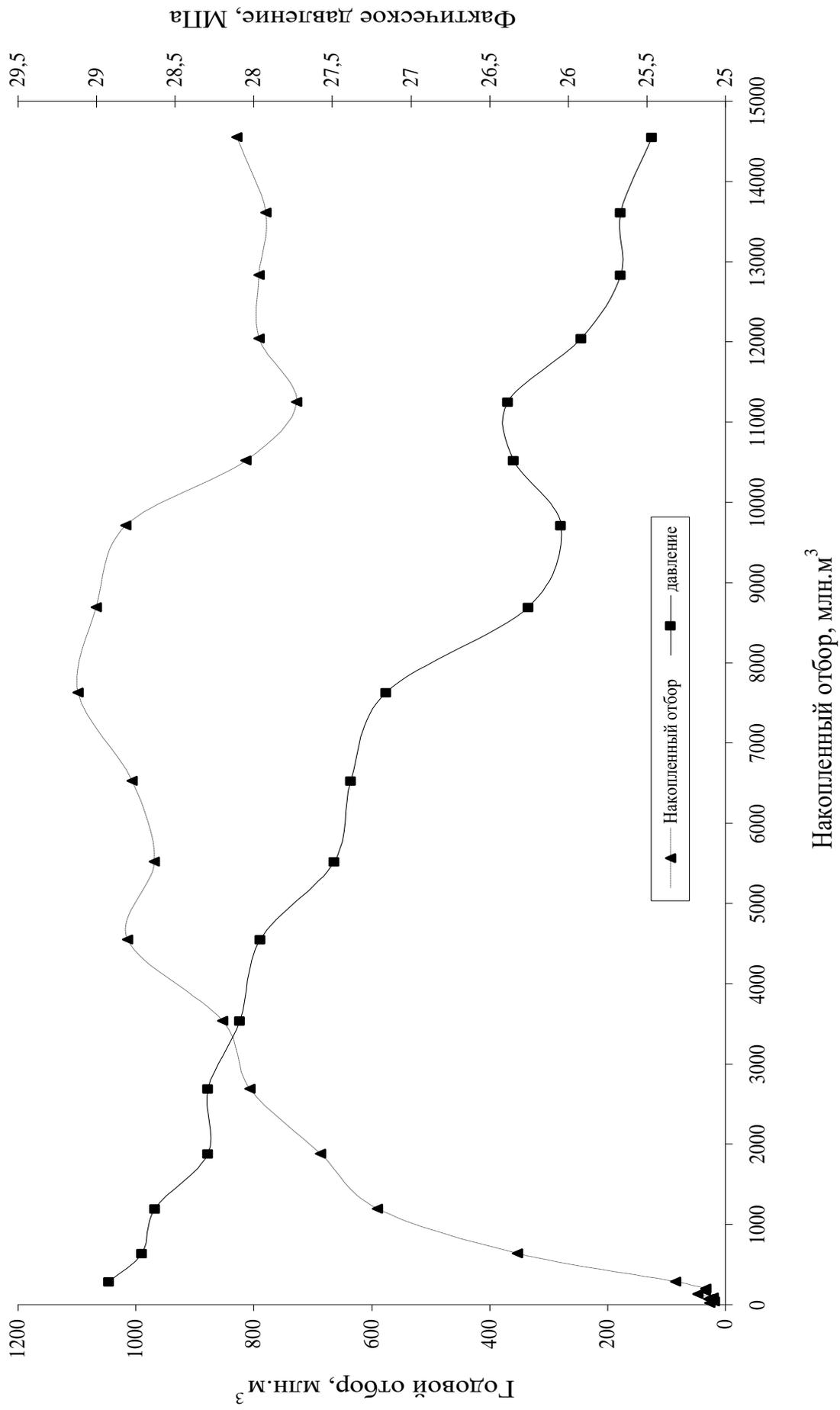


Рисунок 3.10 – Графики годовых отборов и фактического падения давления в зависимости от накопленного отбора

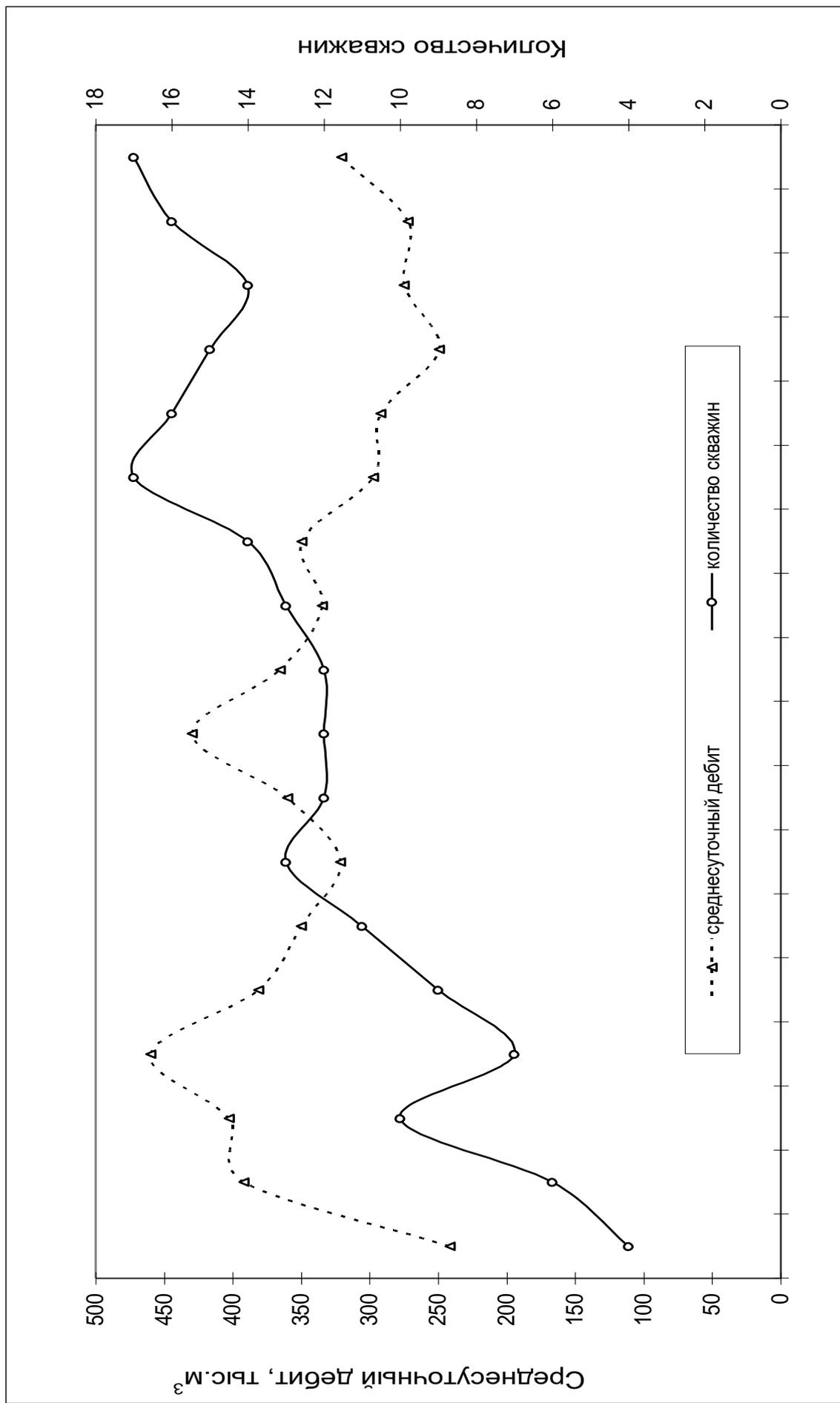


Рисунок 3.11 – Среднесуточные дебиты и количество скважин эксплуатирующихся залежь Т<sub>1</sub>-Ш

Таким образом, в принципе можно говорить о достигнутой стабилизации отборов и отсутствии проявления признаков падающей добычи. Это в известной степени обусловлено невысокими газовыми отборами – в пределах 1% от геологических запасов. Для данного коллектора нижнего триаса Хапчагайского мегавала такие отборы можно считать оптимальными для обеспечения продолжительной стабилизации процесса разработки месторождений. Планируемое увеличение годовых отборов газа свыше 1,2-1,3 млрд. м<sup>3</sup> может отрицательно повлиять на процесс разработки рассматриваемого объекта, резко сократить продолжительность стабильной добычи и спровоцировать начало падающей добычи в ближайшее время. По принятой на настоящее время ОАО «Якутгазпром» проект разработки в одном из вариантов предусматривает отбор из залежи Т<sub>1</sub>-III до 2,5 млрд.м<sup>3</sup> в год.

Оценивая современный режим работы залежи Т<sub>1</sub>-III по данным графика (рисунок 3.9)

$$p(t)/z[p(t)] = f(Q_{\text{нак}}) \quad (3.17)$$

Можно высказать мнение, что преобладает газовый режим, несмотря на незначительное поступление краевых и подошвенных вод. Следует отметить, что при определении среднего пластового давления учитывались все имеющиеся замеры со всех скважин вскрывших разрез залежи Т<sub>1</sub>-III. В ряде скважин пластовые давления снизились до 18-19 МПа. В процессе анализа данных по залежи Т<sub>1</sub>-III возникает предположение, что процесс вытеснения газа краевыми и подошвенными водами достаточно сложен и может быть связан литологической особенностью продуктивного горизонта в заводненной и газонасыщенной части. При относительной застойности подошвенных вод для всего бассейна. В региональном плане застойность артезианских бассейнов в пределах Вилуйской синеклизы обусловлена существованием многолетнемерзлых пород, которые покрывают, за редким исключением (большие озера и широкие реки) сплошной «покрывалой» всю синеклизу закрывая область активного питания. Процесс заводнения продуктивной части

может происходить в пассивном виде, т.е. при нарушении газогидродинамического равновесия за счет разработки газовой залежи подошвенные воды будут устремляться вверх за счет капиллярных сил (доля пор меньше 1 мкм составляет около 50%). Другими словами вода будет пребывать в залежь без существенного поддержания пластового давления.

Газовый режим подтверждается также динамикой содержания сырого конденсата в добываемом продукте, которое в период интенсивного роста добычи газа ощутимо снижается (рис 3.9.). При интенсивных отборах без компенсации снижения пластового давления пластовыми водами, часть конденсата остается в пласте в коллекторах с пониженными ФЕС, и в залежи работают только участки с улучшенными коллекторами.

Вывод: Установлено, что залежь пласта Т1-III работает в газовом режиме, не проявляя активного водонапорного режима, как было принято в проекте разработки.

### **3.4 Предупреждение и борьба с гидратообразованием**

При освоении скважин Средневиллюйского месторождения, было установлено, что в процессе испытания и эксплуатации большинства скважин на забое (на поверхности контакта перфорационных каналов) и в призабойной зоне образуются гидраты, значительно снижающие производительность скважин и затрудняющие выполнение технологических процессов.

В 80% таких скважин, эксплуатируемых в зоне многолетнемерзлых пород, имелись гидратные пробки, ликвидация которых осуществлялась только после их образования. Основными разрабатываемыми пласт являются Средневиллюйский продуктивный горизонт.

Параметры пластов, влияющие на условия образования гидратов, представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Параметры продуктивных горизонтов

Пласт	Интервал, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С
Кысыл – Сырский	1647	13,4 13,2	+7,2 +8,7

Состав газа на Средневилуойском месторождении представлен в таблице 3.3:

Таблица 3.3 – Состав природного газа, %

Состав	СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	∑С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5+</sub> выше	Н <sub>2</sub>	СО <sub>2</sub>	Н <sub>2</sub>	Не
% об.	92,33	4,85	1,66	0,51	0,1	0,51	0,05	-	-

К основным методам предупреждения и борьбы с гидратообразованием относятся:

- Понижение давление ниже давления гидратообразования при заданной температуре;
- Поддержание температуры газового потока выше температуры гидратообразования при заданном давлении;
- Понижение точки росы паров воды в газовом потоке ниже рабочей температуры (осушка газов);
- Ввод в газовый поток различных веществ (спирты, электролиты), понижающих температуру гидратообразования
- Тепловое воздействие на пласт.

### **3.5 Предупреждение процесса гидратообразования смешанными ингибиторами на основе метанола**

Применения смешанных ингибиторов, т.е. составов, в которых 5-30 % метанола заменяется на другие вещества, позволяет значительно сократить расход метанола.

Наиболее простой смешанный ингибитор – это водный раствор метанола 70-80 %-ной концентрации с установок регенерации, который, с одной стороны, обеспечивает эффективную защиту от гидратообразования с меньшими затратами, с другой – не приводит к выпадению солей в технологическом оборудовании.

Из общих физико-химических закономерностей можно предположить, что при смешивании минерализованной пластовой воды с метанолом следует ожидать полного аддитивного эффекта предотвращения гидратообразования, т.е. снижения равновесной температуры и повышение равновесного давления. При общей минерализации пластовой воды 250-260 г/л снижении температуры гидратообразования (испытания проводились в температурном интервале 2-14 °С при давлениях до 15,6 МПа) составило порядка 12 °С. По мере увеличения содержания пластовой воды в смеси, температура образования гидратов сначала повышается, а затем падает.

Однако наибольшее распространение для предупреждения гидратообразования получил смешанный ингибитор метанол-хлористый кальций. Наиболее подходящей смесью в условиях отрицательных температур окружающего воздуха является смесь, состоящая из 10 % метанола и 90 % CaCl<sub>2</sub> в среднем 30 %-ой концентрации. Плотность смеси при 20 °С составляет 1250 кг/м<sup>3</sup>.

Ниже приведены значения плотности смешанного ингибитора метанол (10%) – 30 %-ный хлористый кальций в интервале температур -40-20 °С. (таблица 3.4)

Таблица 3.4 – Плотность смешанного ингибитора для различных температур

t, °С	20	10	0	-10	-20	-30	-40
ρ, кг/м <sup>3</sup>	1248	1251	1256	1259	1263	1266	1270

Для приготовления смеси растворов хлористого кальция и метанола следует использовать следующую технологическую последовательность:

1. В емкость для приготовления раствора хлористого кальция и метанола заливают соляровое масло в количестве, обеспечивающем горизонтальный слой углеводородной жидкости 2-3 см при максимальном заполнении емкости раствором хлористого кальция.

2. В ту же емкость заливают необходимое количество воды и засыпают твердый хлористый кальций или заливают жидкий раствор хлористого кальция.

3. Во время приготовления раствора хлористого кальция надо следить за его плотностью. Её необходимо замерять при температуре 20 °С. При достижении плотности 1270-1290 кг/м<sup>3</sup> прекращается подача CaCl<sub>2</sub>.

4. Из метанольной емкости и емкости для приготовления раствора хлористого кальция берут в небольших количествах метанол и 30 %-ный раствор хлористого кальция и заливают в емкость для хранения смеси. Смесь в емкости хорошо перемешивается шнековой мешалкой. Плотность смеси должна быть 1240-1250 кг/м<sup>3</sup> при температуре 20 °С. Разбавление 30 %-ного раствора хлористого кальция ведется метанолом.

Готовая метанолхлоркальциевая смесь закачивается в скважину следующим образом:

1. Закачку осуществляют по НКТ при закрытом затрубном пространстве с помощью цементировочных агрегатов. После закачки желательно продавить оставшийся в трубах ингибитор в пласт, с заменой ингибитора на продавочную жидкость.

2. После закачки скважину выдерживают в течение 2-3 суток для лучшего распространения ингибитора в пласте.

3. В первый период эксплуатации после закачки необходимо собирать выносимую жидкость для повторного использования. Для доведения жидкости до рабочего состояния необходимо повысить её плотность до первоначальной выпариванием или добавлением твердого хлористого кальция и необходимого количества метанола.

4. Закачка метанолхлоркальциевой смеси даже в обводненные скважины позволяет на длительный период осуществить безгидратный режим работы скважины.

5. Применение в качестве ингибитора гидратообразования метанолхлоркальциевой смеси в 3-4 раза снижает затраты на предупреждение гидратообразования в скважине и шлейфе по сравнению с метанолом.

### 3.6. Расчет диаметра НКТ

Для выбора допустимого диаметра фонтанных труб обеспечивающих вынос примесей [15], следует пользоваться формулой:

$$\text{Øв.} = ( 0,102 \times Q \times Z_{з.х} \text{ Тз.} / P_{з.} )^{1/2} \quad (3.18)$$

Где Øв.- внутренний диаметр фонтанных труб, по которым движется поток газа в см.

Q – дебит скважины тыс .м<sup>3</sup>/сут.

Z<sub>з.</sub>- коэффициент сверхсжимаемости газа на забое, при P<sub>з.</sub> и T<sub>з.</sub>

T<sub>з.</sub>- забойная температура, градусы К.

P<sub>з.</sub>- забойное давление, кгс/см<sup>2</sup>.

Согласно инструкции, скорость газа, при которой обеспечивается вынос примесей =5 м/сек

Рассчитываем диаметр НКТ для малodeбитного фонда скважин СВ ГКМ, принимаем что сопротивление и потери давления газа дебитом 50-150 тыс.м<sup>3</sup>/сут при давлении в НКТ диаметром 73 мм , 60,3 мм минимальны ( 20-30 кгс/см<sup>2</sup>, то есть НКТ пропускает).

#### Скважина № 88

*Ртр.- 100 кгс/см<sup>2</sup>; Тустья.- +8 С; Pзаб.- 130 кгс/см<sup>2</sup>; Tзаб.- 310 К,*

*Q газа - 130 тыс. м<sup>3</sup>/сут, Z<sub>з.</sub>- 0,8.*

$$\text{Øв.} = ( 0,102 \times 130 \times 0,8 \times 310 / 130 )^{1/2} = 5,02 \text{ см.} \quad (3.19)$$

Рассчитаем скорость газа у башмака НКТ и на устье скважины №88 при диаметре НКТ равном 73 мм , 60,3 мм.

Формула для расчета скорости:

$$V = 0,52 \times Q \times Z_{з.х} \text{ Тз.} / d \text{ в}^2 P_{з.} \quad (3.20)$$

Ø НКТ (наружный) 73мм - внутренний диаметр 62мм.

Ø НКТ (наружный) 60,3мм - внутренний диаметр 50,3 мм

Скорость на башмаке НКТ (Ø НКТ – 73мм):

$$V = 0,52 \times 130 \times 0,8 \times 310 / 6,2^2 \times 130 = 3,35 \text{ м/с} \quad (3.21)$$

Скорость на устье (Ø НКТ – 73мм):

$$V = 0,52 \times 130 \times 0,75 \times 280 / 6,2^2 \times 100 = 3,7 \text{ м/с} \quad (3.22)$$

Скорость на башмаке НКТ ( $\varnothing$  НКТ – 60,3мм):

$$V=0.52 \times 130 \times 0,8 \times 310 / 5,03^2 \times 130 = 5,09 \text{ м/с} \quad (3.23)$$

Скорость на устье ( $\varnothing$  НКТ – 60,3мм):

$$V=0.52 \times 130 \times 0,75 \times 280 / 5,03^2 \times 100 = 5,53 \text{ м/с} \quad (3.24)$$

Рассчитаем скорость газа у башмака НКТ, на устье скважины №88 в настоящее время при диаметре НКТ равном 89 мм.

Скорость на башмаке НКТ ( $\varnothing$  НКТ – 89 мм):

$$V=0.52 \times 130 \times 0,8 \times 310 / 7,5^2 \times 130 = 2,29 \text{ м/с} \quad (3.25)$$

Нужно отметить что снижение дебита газа до 100 тыс.м<sup>3</sup>/сут (что происходит к концу отопительного сезона) приводит к уменьшению скорости газа у башмака НКТ до 1,75 м/с, в формуле дебит газа это прямая зависимость.

Нужно также отметить, что на малодобитном фонде Мастахского ГКМ, где технологические дебиты газа скв № 11,62,55 составляют 30-50 тыс. м<sup>3</sup>/сут. пользование НКТ диаметром 89-73мм приведет к жидкостным пробкам, перерасходу метанола и возможному образованию песчаных пробок (юрские скважины). В случае образования песчаных пробок инструкция рекомендует помимо уменьшения диаметра НКТ также спуск НКТ до нижних границ интервала перфорации. Рассчитаем скорость газа на устье и башмака НКТ скв. № 11,55,62 Мастахского ГКМ.

### Скважина №11

*НКТ-73 мм,  $P$  тр. Устья = 80 кгс/см<sup>2</sup>,  $T$  устья=273 К,*

*$Q_{\text{газа}}=52$  тыс м<sup>3</sup>/сут,  $T$  заб. =313 К,  $P$  заб=120 кгс/см<sup>2</sup>,  $Z=0,8$*

Скорость на башмаке НКТ ( $\varnothing$  НКТ – 73мм):

$$V=0.52 \times 52 \times 0,8 \times 313 / 6,02^2 \times 120 = 1,46 \text{ м/сек.} \quad (3.26)$$

Скорость на башмаке НКТ ( $\varnothing$  НКТ – 60,3мм):

$$V=0.52 \times 52 \times 0,8 \times 313 / 5,03^2 \times 120 = 2,2 \text{ м/сек.} \quad (3.27)$$

Т.е при  $Q$  газа = 50 тыс.м<sup>3</sup>/сут. и НКТ=60,3мм скорость газа у башмака НКТ равна 2,2м/с

Рассчитаем скорость газа у башмака НКТ скважины №55.

Скважина №55

*НКТ – 73мм, Qгаза – 30 тыс.м<sup>3</sup>/сут., Pтр.- 60 кгс/см<sup>2</sup>, Pзтр-78,9 кгс/см<sup>2</sup>  
Tзаб.- 310 К, P заб.- 91 кгс/см<sup>2</sup>, Z- 0,85*

Скорость на башмаке НКТ (Ø НКТ – 73 мм):

$$V=0.52 \times 30 \times 0,85 \times 314 / 6,2^2 \times 91 = 1,19 \text{ м/сек} \quad (3.28)$$

В случае диаметра НКТ – 60,3мм.

Скорость на башмаке НКТ (Ø НКТ – 60,3 мм):

$$V=0.52 \times 52 \times 0,8 \times 313 / 5,03^2 \times 120 = 1,8 \text{ м/сек} \quad (3.29)$$

В случае НКТ диаметром 48мм - внутренний 40,3мм.

Скорость на башмаке НКТ (Ø НКТ – 48 мм):

$$V=0.52 \times 52 \times 0,8 \times 313 / 40,3^2 \times 120 = 2,7 \text{ м/с} \quad (3.30)$$

То есть при дебите скважины 30 тыс. м<sup>3</sup>/сут. диаметр НКТ для стабильной работы 48 мм (наружный).

**ВЫВОДЫ.** Исходя из опыта эксплуатации СВ ГКМ скорости газа у башмака НКТ порядка 3,5 м/сек., что достаточно для стабильной работы скважин. Так как НКТ диаметром 73 мм уже закуплены, на малодебитном фонде СВГКМ скважин №88, №58, №53 заменить НКТ на диаметр 73 мм. Нужно отметить в случае образования песчаной пробки на скважине №88 (подтвержденной сентябре 2006 г.) необходимо принимать решение по спуску НКТ до нижних границ интервала перфорации, несмотря на невозможность проведения геофизики при такой конструкции забоя.

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **Проектные данные**

Номер скважины	304
Район строительства скважины	Виллойский р-н
Лицензионный участок	Средневиллойский
Цель бурения	Эксплуатационная
Способ бурения	Роторный+ВЗД
Тип буровой установки	БУ ЗД-68
Глубина скважины, м	3088
Продолжительность производственного цикла в сутках:	74,8
Строительно - монтажные работы	9,1
Подготовительные работы к бурению	0,9
Бурение и крепление скважины	50
Освоение скважины	14,8

#### **4.1 Организация работ и заработной платы**

Работы по строительству скважины выполняет ЗАО «ИНК-сервис» общей численностью 59 человек (таблица 4.1).

Доставка рабочего персонала до места работы осуществляется автомобилями и вертолетами.

Для обеспечения работающих постоянным питанием оборудуется столовая. Также предусматривается устройство жилых помещений с паровым отоплением, санитарно-гигиенических помещений.

Строительство скважины № 304 на Средневиллойском месторождении будет осуществляться специализированными бригадами, вахтовым методом с круглосуточным режимом работы по 12 часов, с 8 ч. до 20:00 ч. (таблица 4.2) Дневная смена и с 20:00 ч. до 8 ч. ночная смена. Все остальные работы (монтаж,

демонтаж, цементаж, освоение) будут проводиться в одну смену с 8 до 17 час. Вахта будет меняться через 30 дней. Монтаж буровой установки будет выполнять бригада монтажников. Бурение и крепление, подготовительные работы, освоение скважины будет вести буровая бригада. Для осуществления бесперебойной и безаварийной проходки скважины проектом предусматривается следующий состав бригады.

На предприятии принята повременно-примеальная форма оплаты труда рабочих основного и вспомогательного состава, ИТР – штатно-окладная форма оплаты труда. Доплаты для ИТР за праздничные дни составляет 3,3 процента от месячного тарифа.

Основной состав бригады получают доплаты в размере 40 процентов от месячного тарифа за ночное время, и 20 процентов доплаты за работу в вечернее время. Исключение составляют: слесарь, лаборант и машинист буровой установки. Также все работники буровой получают доплаты к месячному тарифу 3,3 процента за работу в праздничные дни, премии в размере 40 процентов от месячного тарифа со всеми доплатами получают все работники основного состава буровой, а также инженерно-технические работники.

Премии в размере 25 процентов от месячного тарифа со всеми доплатами, получают все работники вспомогательного состава.

Всем работникам буровой начисляются районный и северный коэффициенты в размере 30 процентов каждый, а также вахтовые.

Таблица 4.1 – Состав буровой бригады

Наименование профессии	Разряд	Количество чел.	Часовые рабочие ставки предприятия (руб.)
<b>Основной состав</b>			
Бурильщик	6	4	45,30
Помбур	5	8	41,20
Помбур	4	8	39,20
Машинист БУ	6	2	41,20
Моторист	5	4	39,20
Моторист	4	4	36,00
Слесарь	5	2	39,20
Лаборант – коллектор	3	2	32,00
<b>Вспомогательный состав</b>			
Повар	4	2	21,4
Повар	3	2	20,5
Эл. газосварщик	5	2	39,20
Эл. монтер по обслуживанию БУ	5	2	39,20
Приготовитель БР	3	2	20,5
Тракторист	1	2	27,9
Машинист	1	2	30,1
Машинист котельной	1	2	20,5
<b>ИТР:</b>			
Начальник буровой	1	1	47,2
Геолог	1	2	42,6
Мастер буровой	1	2	34,2
Инженер по растворам	1	2	34,2
Инженер по долотам	1	2	34,2
Итого:		59	

Таблица 4.2 – Календарный график выполнения проектируемых работ

Виды работ	Продолжительность работ, сут	Месяцы (2014 г.)											
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Строительно - монтажные работы	9,1												
Подготовительные работы к бурению	0,9												
Бурение и крепление скважины	50												
Освоение скважины	14,8												

## 4.2 Расчет сметной стоимости строительства скважины

Рассчитываем дополнительную заработную плату:

Доп. ЗП = 7,9% от основной; Доп. ЗП = 0,079\*3290291,4 = 259933,02 руб.

Фонд оплаты труда = Основная ЗП + Дополнительная ЗП: ФОТ 3290291,4 + 259933,02 = 3550224,42 руб.

Рассчитаем отчисления на Социальное страхование = 30% от ФОТ: 0,30\*3550224,42 = 1207076,3 руб.

**Расчеты сметной стоимости представлены в таблице 4.3:**

Таблица 4.3 – Расчет заработной платы для основного и вспомогательного состава представлен в таблице

Заграты труда	Наименование профессии	Количество человек	Разряд	Часовая тарифная ставка	Стоимость вахта – часа	Месячный тариф	Доплата за вечернее время (20%)	Доплата за ночное время (40%)	Праздничные (3,3 %)	Итого с доплатами	Итого с премиями	С районным коэффициентом	С северным коэффициентом	Вахта сутки (15)	Итого начислено	Время работы в месяц	Зарплата всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Основной состав																
1	Бурильщик	4	6	45,3	45,3	32616	6523	13046	1076,3	53261,3	72495,4	25368	25368	12000	109863	2,49	273558,87
2	Помбур	8	5	41,2	82,4	57680	11536	23072	1903,44	94141,44	13186,8	46144	46144	24000	202012	2,49	503009,88
2	Помбур	8	4	39,2	78,4	54880	10976	21952	1811,04	89619,04	125466,7	43904	43904	24000	193371	2,49	481493,79
0,5	Машинист БУ	2	6	41,2	20,6	14420	0	0	475,86	14895,86	20854,2	11536	11536	6000	38390,2	2,49	95591,59
1	Моторист	4	5	39,2	39,2	27440	5488	10976	905,52	44809,52	62733,33	21952	21952	12000	96685,3	2,49	240746,3
1	Моторист	4	4	36	36	25200	5040	10080	831,6	41151,6	57612,24	20160	20160	12000	89772,2	2,49	223532
0,5	Слесарь	2	5	39,2	19,6	13720	0	0	452,76	14172,76	19841,86	10976	10976	6000	36817,9	2,49	91676,57
0,5	Лаборант	2	3	32	16	11200	0	0	369,6	11569,6	16197,44	8960	8960	6000	31157,4	2,49	77581,9
	Итого:	34															1987191,64

Продолжение табл. 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ СОСТАВ</b>																	
0,5	Повар	2	4	21,4	10,7	7490	1498	0	247,17	9235,17	11082,2	5992	5992	6000	23074,2	2,49	57454,7
0,5	Повар	2	3	20,5	10,25	7175	1435	0	236,775	8846,775	10616,13	5740	5740	6000	22356,1	2,49	55666,7
0,5	Эл. газосварщик	2	5	39,2	19,6	13720	0	0	452,76	14172,76	17007,31	10976	10976	6000	33983,3	2,49	84618,4
0,5	Эл. монтер	2	5	39,2	19,6	13720	0	0	452,76	14172,76	17007,31	10976	10976	6000	33983,3	2,49	84618,168
0,5	Приготовитель ПЖ	2	3	20,5	10,25	7175	0	0	236,775	7411,775	8894,13	5740	5740	6000	20634,1	2,49	51378,909
0,5	Водитель грузовика	2	5	27,9	13,95	9765	0	0	322,245	10087,25	12104,69	7812	7812	6000	25916,7	2,49	64532,583
0,5	Машинист	2	6	30,1	15,05	10535	0	0	347,655	10882,66	13059,19	8428	8428	6000	27487,2	2,49	68443,128
1	Машинист котельной	2	3	20,5	20,05	14350	2870	5740	473,55	23433,55	28120,26	11480	11480	6000	45600,3	2,49	113544,747
	Итого:	50															181987,875
<b>ИТР</b>																	
1	Начальник буровой	1		47,2	47,2	60070	0	0	1982,3	60070	62052,3	37231,38	37231,38	6000	105283,7	2,49	262156,4
1	Геолог	2		34,2	17,1	45800	0	0	1511,4	45800	47311,4	28386,8	28386,8	6000	81698,2	2,49	2034428,5
1	Мастер буровой	2		42,6	21,3	55320	0	0	1825,6	55320	57145,6	34287,36	34287,36	6000	97432,9	2,49	242607,9
1	Инженер по растворам	2		34,2	17,1	43800	0	0	1445,4	43800	45245,4	27147,24	27147,24	6000	78392,7	2,49	195197,8
1	Инженер по долотам	2		34,2	17,1	49200	0	0	1623,6	49200	50823,6	30494,16	30494,16	6000	87317,8	2,49	217421,3
	Итого:																1121111,9
	Итого сумма:																3290291,4

Расчеты амортизационных отчислений представлены в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Расчет амортизационных отчислений

Основные средства	Количество	Стоимость Тys. руб.	Срок службы (год)	Стоимость всего Тys. руб.	НА, %	АО (год) Тys. руб	АО (месц.) Тys. руб	Траб обор. (месц.)	АО на скважи -ну Тys. руб
Экскаватор	1	5000	12	5000	8,33	416,6	34,7	2,49	86,4
Бульдозер	1	6000	15	6000	6,67	400	33,3	2,49	82,9
Кран	1	20000	12	20000	8,33	1666,6	138,89	2,49	345,84
Вагончик мастера	1	300	10	300	10	30	2,5	2,49	6,225
Грузовик	1	2200	15	2200	6,67	146,67	12,22	2,49	30,42
Вагон – баня	1	280	10	280	10	28	2,33	2,49	5,8
Вагон – сушилка	1	250	10	250	10	25	2,0833 3	2,49	5,1
Буровая установка	1	265000	15	265000	6,67	17666,67	1472,2	2,2	3238,8
Цементно – смесительная машина СМН – 20	4	2000	10	8000	2,77 5	200	16,6	2,2	36,52
Вагон столовая	1	320	10	320	10	32	2,667	2,49	6,64
Цементировочный агрегат	3	4000	12	12000	2,77 5	333,3	27,78	2,2	61,1
Вагон – дома	5	1500	10	7500	10	150	12,5	2,49	31,2
ИТОГО	21	320850	141	340850		21161,17	1757,7		3937,1

### 4.3 Материальные затраты

Расчет затрат, связанных с горючем для техники и смазочными

материалами, представлен в таблице 4.5:

Таблица 4.5 – Затраты на ГСМ

Оборудование и материалы	Расход в сутки л/сут.	Расход всего, литр.	Цена за 1 литр, руб.	Итого, руб.
Дизельное топливо:				
ДЭС	1700	127500		
Экскаватор	120	9000		
Бульдозер	100	7500		
Кран	70	5250	31	5045250
Грузовик	80	6000		
ЦСМ	30	2250		
ЦА – 320	70	5250		
Всего:	2170	162750		
Масло:				
100 л – для смазки деталей		500	150	75000
400 л – для редуктора буровой				
Итого				5120250

Долота: количество и марка долот взяты из технологической части данного проекта (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Затраты на долота

Долота	Количество единиц	Цена за единицу, руб.	Итого, руб.
Ш-420 ТЦВ	1	200000	200000
Ш-393,7 СЗ-ЦГВУ	1	220000	220000
БИТ-295,3 ВТ 419	1	265000	265000
БИТ 215,9 ВТ 416	2	250000	250000
		225000	225000
Итого			1410000

Трубы (обсадные, бурильные): количество и марка труб взята из технологической части данного проекта (таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Стоимость затрат на трубы

Трубы	Вес одного метра труб, кг	Длина труб, м	Вес труб, кг	Цена 1 килограмма труб, руб.	Цена, руб.
СБТ 127	35	3034	55195	125	6899375
УБТС2 – 178	156	169	26364	135	3559140
УБТС2 – 203	214	73	15622	170	2655740
УБТС2 – 229	273,4	56	15310,4	190	2908976
426×10	107	20	7490	230	1722700
324×11	87,3	250	39285	200	7857000
245×10	58,6	1200	92412,2	200	18482440
168×8,9	35,3	3088	68482	150	10272300
Итого					54357671

Химические реагенты и компоненты (таблица 4.8):

Таблица 4.8 – Затраты на химические реагенты

Наименование материала	Масса (кг)	Масса (тонн)	Цена за единицу веса (за 1 кг)	Цена (руб.)
NaCl	2620	2,62	200	524000
Бентонит	31540	31,54	10	315400
Кальцинированная сода	3490	3,49	5	17450
KCl	550	0,55	45	24750
Duo – Trol	2190	2,19	35	76650

Продолжение табл. 4.8

Calcium carbonate coarse МК – 400	2920	2,92	15	43800
Calcium carbonate fine МК07 – 96	2920	2,92	21	61320
Calcium carbonate medium МК160	7290	7,29	19	138510
NaOH	2190	2,19	19,5	42705
Caustic soda	70	0,07	16	1120
Benex	60	0,06	89	5340
Duovis NS	290	0,29	140	40600
M – I cide	70	0,07	45	3150
Penta 465	10	0,01	99	990
Polipac R	440	0,44	86	37840
Ecolube	1460	1,46	53	77380
NaHCO <sub>3</sub>	510	0,51	35	17850
Varite	38060	58,06	20	1161200
Итого				2239705

Затраты на материальные нужды представлены в таблице 4.9:

Таблица 4.9 – Сводная таблица материальных затрат

Вид затрат	Цена затрат, руб.
ГСМ	5120250
Трубы	54357671
Долота	1410000
Хим. Реагенты	2239705
Итого	63127626

Итого затрат:

$$\Sigma = \text{ФОТ} + \text{Соц. страх.} + C_{\text{мат}} + \text{АО} \quad (4.1)$$

$$\Sigma = 3550224.42 + 1207076.3 + 63127626 + 3937050 = 71821976,72 \text{ руб.} \quad (4.2)$$

Прочие затраты:

$$71821976,72 * 10\% = 7182197,672 \text{ руб.} \quad (4.3)$$

Итого прямые затраты:

$$\Sigma = 71821976,72 + 7182197,672 = 79004174,39 \text{ руб.} \quad (4.4)$$

Накладные расходы:

Накладные Расходы = 12% от (6):

$$79004174,39 * 12\% = 9480500,92 \text{ руб.} \quad (4.5)$$

Плановые накопления:

Рассчитываются на итог прямых затрат по главам

$$79004174,39 + 9480500,92 = 88484675,31 \text{ руб.} \quad (4.6)$$

Плановые накопления:

$$79004174,39 * 8\% = 6320333,95 \text{ руб.} \quad (4.7)$$

Компенсационные затраты:

а) Охрана окружающей среды (ООС=1,5%):

$$\text{ООС} = 79004174,39 * 1,5\% = 1185062,61 \text{ руб.} \quad (4.8)$$

б) Резерв на непредвиденные виды работ (5%):

Непредвиденные расходы составят 5% от издержек производства

Сумма издержек:

$$79004174,39 + 9480500,92 + 6320333,95 = 94805009,26 \text{ руб.} \quad (4.9)$$

Непредвиденные расходы:

$$94805009,26 * 5\% = 4740250,46 \text{ руб.} \quad (4.10)$$

в) Всего по расчету:

Итого:

$$1185062,61 + 94805009,26 + 4740250,46 = 100730322,33 \text{ руб.} \quad (4.11)$$

г) Налог на добавленную стоимость (НДС)

Налог на добавочную стоимость составит 18% от сметного расчета,

НДС:

$$100730322,33 * 0.18 = 18131458,01 \text{ руб.} \quad (4.12)$$

С учетом НДС:

$$100730322,33 + 18131458,01 = 118861780,34 \text{ руб.} \quad (4.13)$$

Результаты расчетов заносятся в сводный сметный расчет и приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость строительства скважины в руб.
Затраты на оплату труда	3550224,42
Отчисления с\с (30%)	1207076,3
Материальные затраты	63127626
Амортизация	3937050
Прочие затраты	7182197,672
Накладные расходы	9480500,92
Плановые накопления	6320333,95
Компенсационные затраты: ООС	1185062,61
Резерв (непредвиденные расходы)	4740250,46
Стоимость работ (всего)	100730322,33
НДС 18 %	18131458,01
Итого, руб	219592102,67

*Расчет чистой прибыли*

*Налог на имущество (НИ)*

Налог на имущество = 1% от 9 (г) в год от стоимости работ (всего),

Налог на имущество:

$$100730322,33 * 1\% = 1007303,22 \text{ руб.} \quad (4.14)$$

*Прибыль к налогообложению*

Прибыль к налогообложению = Плановые накопления – Налог на имущество

Прибыль к налогообложению

$$6320333,95 - 1007303,22 = 5313030,73 \text{ руб.} \quad (4.15)$$

*Налог на прибыль (НП)*

НП = 20% от налогооблагаемой прибыли

НП:

$$5313030,73 \times 0,2 = 1062606,14 \text{ руб.} \quad (4.16)$$

Сумма налогов:

$$\Sigma_{\text{Н}} = \text{НИ} + \text{НП} \quad (4.17)$$

$$\Sigma_{\text{Н}} = 1007303,22 + 1062606,14 = 2069909,36 \text{ руб.} \quad (4.18)$$

Чистая расчетная прибыль:

$$P_{\text{чистая}} = P_{\text{нак}} - \Sigma_{\text{Н}} \quad (4.19)$$

$$P_{\text{чистая}} = 5313030,73 - 2069909,36 = 3243121,37 \text{ руб.} \quad (4.20)$$

*Технико-экономические показатели*

Расчет: П.т. – показатель, отражающий степень плодотворности труда, эффективность целенаправленной деятельности людей при строительстве нефтяных и газовых скважин.

а) Показатель объема работ (выработка) в стоимостном выражении на одного работника:

$$P_s = S/L \quad (4.21)$$

Где:  $P_s$  – показатель объема работ (выработка)

$S$  – сметная стоимость объема работ по строительству скважины, руб.;

$L$  – среднесписочная численность работников производственного персонала.

$$P_s = 100730322,33 / 59 = 1707293,59 \quad (4.22)$$

б) Показатель объема работ (выработка) в натуральном выражении на одного работника:

$$P_H = H/L \quad (4.23)$$

Где  $H$  – объем проходки, м;

$$P_H = 3088 / 59 = 52,34 \text{ м.} \quad (4.24)$$

в) коммерческая стоимость бурения:

$$V_{\text{ком.}} = H \times 720 / (N \times 24 \times 1,05), \text{ м/ст.мес.} \quad (4.25)$$

$$V_{\text{ком.}} = 3088 \times 720 / 74,8 \times 24 \times 1,05 = 1180,12 \text{ м/ст.мес.} \quad (4.26)$$

г) определяем техническую скорость бурения:

$$V_{\text{технич.}} = Q * 720 / T_{\text{бур+кр}} = 3088 * 720 / 1200 = 1852,8 \text{ м/ст.мес.} \quad (4.27)$$

где: Q-объем работ, м.

д) Сметная себестоимость строительства скважины:

$$S = \sum C - C_{\text{нак}}, \quad (4.28)$$

$$S = 100730322,33 - 6320333,95 = 94409988,38 \text{ руб.} \quad (4.29)$$

где:  $\sum C$  – сметная стоимость строительства скважины, тыс. руб.  $C_{\text{НАК}}$

– плановые накопления, руб.

е) Сметная себестоимость одного метра проходки:

$$C_{1\text{м}} = S/H, \text{ руб.;} \quad (4.30)$$

$$C_{1\text{м}} = 94409988,38 / 3088 = 30573,18 \text{ руб.} \quad (4.31)$$

где:  $S$  - себестоимость строительства скважины, руб. ;  $H$  – глубина скважины, м.

ж) Фонд заработной платы составляет: 3550224,42 руб.

*Отчисления:*

На соц. Страхование (30%):

$$3550224,42 \times 0,30 = 1207076,3 \text{ руб.} \quad (4.32)$$

В том числе: ПФР (22%):

$$3550224,42 \times 0,22 = 923058,34 \text{ руб.} \quad (4.33)$$

$$\text{ФСС (2,9\%)} = 3550224,42 \times 0,029 = 102956,5 \text{ руб.} \quad (4.34)$$

$$\text{ФОМС (5,1\%)} = 3550224,42 \times 0,051 = 181061,45 \text{ руб.} \quad (4.35)$$

Ниже представлена сводная таблица технико-экономических показателей (таблица 4.11):

Таблица 4.11 – Сводная таблица технико – экономических показателей

Наименование	Единица измерения	Показатель
Сметная стоимость строительства скважины без НДС	Тыс. руб.	100730,32
Объем работ	Метр	3088
Продолжительность строительства скважины	Сутки	74,8
Продолжительность бурения в том числе и крепление скважины	Сутки	50
Техническая скорость	м/ст. месц.	1852,8
Коммерческая скорость	м/ст. месц.	1180,12
Плановая численность буровой бригады	Чел.	59
Выработка	Тыс. руб./чел.	1707,29
Нормативная прибыль	Тыс. руб.	6320,33
Расчетная прибыль	Тыс. руб.	3243,12
ФОТ буровой бригады	Тыс. руб.	3550,22
Отчисления:		
На соц. страх. (30%)		1207,07
В т.ч. – ПФР (22%)		923,06
ФСС(2,9%)	Тыс. руб.	102,95
ФОМС (5,1%)		181,06
Налог на имущество 1%	Тыс. руб.	1007,30
Налог на прибыль 20 %	Тыс. руб.	1062,60
Сметная себестоимость одного метра проходки	Тыс. руб.	30573,18
Сметная себестоимость строительства скважины	Тыс. руб.	94409,98

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Анализ ситуации с травматизмом и аварийностью, за последние несколько лет, показывает усиление общей тенденции ухудшения технической безопасности и противоаварийной устойчивости промышленных производств и объектов. Особенно это относится к предприятиям топливно-энергетического комплекса.

Основные причины аварий и травматизма на производстве - грубейшие нарушения специалистами и персоналом требований правил безопасности, отступление от установленных технологий и регламентов, неверные инженерные решения, а также конструктивные недостатки и неисправности оборудования.

Низкий уровень безопасности непосредственно связан с неудовлетворительным состоянием основных фондов, медленными темпами реконструкции и модернизации производств, отставанием, а зачастую и срывом сроков ремонтов и замены устаревшего оборудования, неисправностями или отсутствием надежных систем предупреждения и локализации аварий, приборов контроля и средств защиты. На многих предприятиях квалификация, подготовка персонала и специалистов в вопросах безопасности не отвечает современным требованиям. Как следствие, допускаются многочисленные грубейшие нарушения норм и правил.

Состояние промысловой территории и суровые природно-климатические условия, в которых расположены производственные объекты, предъявляют жесткие требования к соблюдению технологии производства работ и соблюдению техники безопасности их проведения.

Снижение производственного травматизма и, в частности, анализ причин травматизма с целью их устранения - одна из важных сторон работы по созданию безопасных условий труда на производстве.

## 5.1. Производственная безопасность

Выполнение работ, связанных обслуживанием и эксплуатацией скважин, сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 5.1:

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы, присутствующие при обслуживании и эксплуатации кустового оборудования на нефтегазоконденсатном месторождении

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Полевые работы:</p> <p>Эксплуатация и обслуживание скважин включает в себя следующие виды работ:</p> <p>1. Работа с оборудованием, находящемся под давлением;</p> <p>2. Работа с химическими реагентами;</p> <p>3. Работа с машинами и механизмами.</p>	<p>1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе</p> <p>2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне;</p> <p>3. Повреждения в результате контакта с насекомыми</p> <p>4. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте;</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>6. Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; Подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Сосуды и аппараты под давлением;</p> <p>3. Пожаробезопасность;</p> <p>4. Электробезопасность</p>	<p>МР 2.2.7.2129-06 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.1.008-76 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.029-80 СНиП 23-05-95 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.1.010-76 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ Р 52630-2012 ГН 2.2.5.1313-03 ГН 2.2.5.2308 – 07 ГОСТ 17.1.3.06-82 ГОСТ 17.1.3.13-86 ГОСТ 17.5.3.04-83 ГОСТ Р 22.0.01-94 ГОСТ Р 22.0.07-95 ГОСТ 12.2.049-80 ГОСТ Р ИСО 6385-2007</p>

## **5.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды**

### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ( $^{\circ}\text{C}$ ); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) и тепловая нагрузка среды ( $^{\circ}\text{C}$ ). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия изменяются посезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой – уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года. Летом – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой - шапка - ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже  $-45^{\circ}\text{C}$  даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных

одеждой участков тела [10]. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений.

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

коллективной защиты:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

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

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров газоконденсата и метанола, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен метанол, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и

дыхательных путей, ПДК  $\text{H}_2\text{S}$  – 0.1 м/м<sup>3</sup> по Государственному стандарту [11]. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

Для защиты рабочих от негативного воздействия вредных газов и паров, пыли необходимо использовать специальные средства защиты [12]:

Средства индивидуальной защиты:

- противогазы, очки, защитные маски;

Средства коллективной защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;

- устройство вытяжной местной вентиляции.

### **Повреждения в результате контакта с насекомыми**

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых [13].

### **Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте**

Допустимые уровни шума, вибраций, инфра- и ультразвука в производственных помещениях, рабочих местах и на территории предприятия определяются в соответствии с санитарными нормами допустимых уровней на рабочих местах.

Источниками шума на объекте являются технологическое и электрическое оборудование, трубопроводы. Нормирование шума производится на основании СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» [14]. Уровень звука на постоянных рабочих местах, в производственных помещениях и на промышленной площадке не должен превышать 75 дБА (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [14]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

В соответствии с ГОСТ 12.1012-90 «ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования» [15], действие вибрации на обслуживающий персонал объекта незначительно (таблица 5.2):

Таблица 5.2 – Нормирование вибрации [15]

Источники вибрации	Действие вибрации	Допустимый уровень вибрации, дБ	Фактический уровень вибрации, дБ
Насосы (ДНС)	общее	92	85
Замерная установка (ЗУ)	общее	90	90
Насосы (БКНС)	общее	92	96
Устье скважины	общее	90	80

Для обеспечения вибрационной безопасности труда используются специальные средства защиты [16]. В качестве коллективных средств защиты от вибраций на пути их распространения применяют вибродемпфирование, виброгашение и виброизоляцию.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- виброзащитные перчатки;
- виброзащитная обувь.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны;**

Нормирование освещения осуществляется на основании СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [17]. Согласно СНиП 23-05-95 принято раздельное нормирование естественного, искусственного и совмещенного освещения производственных зданий.

Так как работа оператора заключается в общем наблюдении за ходом производственного процесса, при расстояниях от объекта различения до глаз работающего более 0,5 м (стрелка манометра и т.д.); в периодическом пребывании людей в помещении (ГЗУ), при характеристике зрительной работы средней точности - просмотр параметров системы телеметрии СКАД, снятия показаний приборов. Исходя из этого разряд зрительной работы VIII, а подразряд – б.

Сравнение нормативных и фактических параметров освещения приведены в таблице 5.3

Таблица 5.3 – Параметры производственного освещения рабочей зоны оператора по добыче нефти и газа [17]

Характер зрительной работы	Размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		Естественное освещение	Совмещенное освещение			
						Освещ. лк, при общем	Показатель ослепленности и коэффициент пульсации		КЕО, %			
									Р	Кп, %	При верхнем или комб.	При боковом
Малой точности	Св.1 до 5	V	б	малый средний	средний темный	200	0	0				

### Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм

В процессе проведения работ по интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пластов, возможно поступление токсичных веществ в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз. Наблюдаемые симптомы при это:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;
- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Содержащиеся в композиции ПАВ могут способствовать процессу всасывания растворов, т.к. все ПАВ хорошо проникают через кожу, вызывая в равной степени токсический и аллергенный эффект.

При многократном воздействии на кожу обладает умеренным раздражающим действием, раздражает оболочки глаз.

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- костюм;
- очки защитные;
- резиновые перчатки;

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне.

## **5.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению**

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

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма [18].

Необходимо проводить следующие мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [19] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений

должны соблюдаться определенные требования. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением.

### **Пожаровзрывобезопасность**

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов [20]. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломом и огнетушителями ОХП – 10, ОУ – 2, ОУ – 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня [21].

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

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

## Электробезопасность

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов. В этих условиях особое значение приобретают мероприятия, направленные на защиту рабочих, обслуживающих электрооборудование, от поражения электрическим током.

Здания и сооружения дожимных насосных станций, блочных кустовых насосных станций, установок предварительного сброса воды Средневилюйского месторождения по обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2-й категории.

Электродвигатели, пусковая и защитная аппаратура, устанавливаемые во взрывоопасных зонах зданий и сооружений, принятые во взрывозащищенном исполнении. Пусковая и защитная аппаратура нормального исполнения вынесена в невзрывоопасные зоны.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения [22]:

- индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);
- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;

- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока [23]).

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ПУЭ класс рабочей зоны II – III, ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [24].

### **Сосуды и аппараты под давлением**

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам [25], а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи). Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах

сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

### **5.3. Экологическая безопасность**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- газоконденсатное и метанольное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства
- технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газопроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры; нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промышленных площадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;
- сокращение численности видов диких животных из-за

браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь газа; повышение герметичности и надежности газопромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации отходов газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Все линии сбора газа и магистральные газопроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контроль за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

### **Охрана атмосферного воздуха от загрязнения**

При добыче газа от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы ЗВ на технической площадке УКПГ складываются из выбросов от работы газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения газа и метанола, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего

сгорания, утилизировать попутный газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение газовых скважин при прорыве выкидной линии.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство;
- механические повреждения; коррозия трубопроводов;
- изменение проектных решений в процессе строительства.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработка плана действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе [26].

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 5.4)

Таблица 5.4 – Вредные вещества [26]

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0,085	2	0,078	1,230
2	Окись углерода	5,000	4	0,220	4,88
3	Углеводороды	50(ОБУВ)	4	9,140	298,8
4	Сажа	0,15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0,041	1,290

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок [27].

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

### **Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения**

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов газодобычи оказывают разливы газа и вод с высокой минерализацией. При попадании газа в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену [28].

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды: поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды; загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции

технологических площадок; попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах газа, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов; поступление газа и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности [29].

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

- Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
- Установление и поддержание водо-охранных зон;
- Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
- Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
- Распределение объема закачки воды по пласту;
- Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
- Контроль качества сварных швов;
- Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
- Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
- Сбор разлившихся газопродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УКПГ.
- Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;

## **Охрана и рациональное использование земель**

Загрязнение почв газоконденсатом приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40% [30].

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше 1/3 диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом: осветление, нейтрализация жидкой фазы; засыпка шламового амбара привозным грунтом; планировка рекультивируемой поверхности слоем

торфо– песчаной смеси толщиной 15 см и почвосемян многолетних трав.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из: сбора пролитого газоконденсата, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

2. Биологический этап рекультивации включает: дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов газа и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;
- в случае аварии на УКПГ автоматическим переключением потока газа в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на УКПГ и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;
- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность

## **5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **Перечень возможных ЧС:**

Техногенного характера:

Чрезвычайные ситуации техногенного характера, согласно ГОСТ Р 22.0.01-94 [31], могут возникнуть по причине возгорания пролитой горючей жидкости (метанола, триэтиленгликоля и других химреагентов), применяемых в процессе добычи и подготовки газа. Возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах. Пожары на скважинах в результате неконтролируемого фонтанирования. Пожары в результате разгерметизации газопроводов.

Сильные взрывы скопившегося газа и легких фракций конденсата, при утечках на скважинах, на пункте подготовки газа из технологических резервуаров. Также возможны взрывы на складах веществ применяемых при перфорации и в других процессах.

Возможно загрязнение окружающей среды разливами большого количества сточных вод. Эти воды отличаются высокой минерализацией и коррозирующей способностью, а также часто содержанием различных реагентов - все это способствует возникновению масштабного разлива этих, вод. Также большую опасность представляют аварии на скважинах с неконтролируемым фонтанированием. В результате фонтанирования возможны масштабные выбросы газа, наносящие огромный ущерб сельскохозяйственным землям, лесам и животному миру [32].

Природного характера:

Месторождение находится в Якутии, Вилюйском районе. Зима в этом районе суровая, температура воздуха часто опускается ниже минус 60<sup>0</sup>С. Лето не очень жаркое и не холодное, температура не превышает 25<sup>0</sup>С. Редко отмечаются случаи нанесения ущерба от воздействия сильных ветров или ураганов.

В условиях засушливого лета возможно возникновение лесных и торфяниковых пожаров, но такие случаи не влияют на работу предприятия и происходят крайне редко. В период весеннего таяния снегов и половодья рек возможно подтопление части технологических площадок газовых промыслов.

**Наиболее типичной ЧС является взрыв газовой смеси.**

При взрыве незамедлительное сообщение начальнику участка, и вызов специализированной бригады для устранения ЧС.

Произведем оценку взрывобезопасности [33]:

Расчёт вероятных параметров ударной волны при взрыве газовой смеси в абсорбере, масса паров 0,312 т.

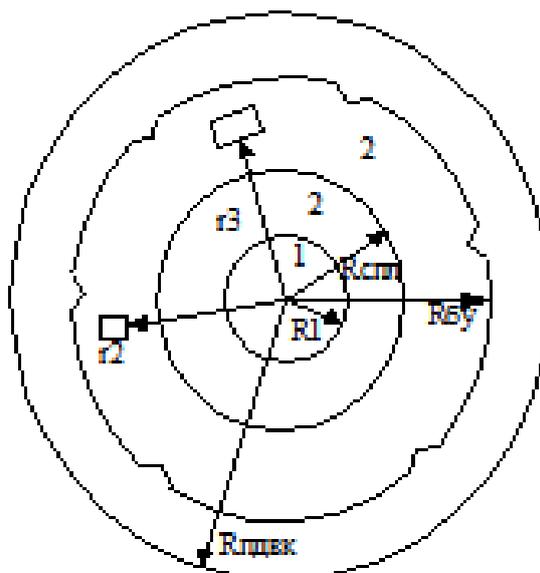


Рисунок 5.1 – Взрыв газовой смеси в абсорбере

1 - зона детонационной волны; 2 - зона ударной волны;  $R_{СПЛ}$  - радиус зоны смертельного поражения людей;  $R_{БУ}$  - радиус безопасного удаления,  $\Delta P_{Ф} = 5$  (кПа);  $R_{ПДВК}$  - радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;  $R_1$  - радиус зоны детонационной волны (м);  $r_2$  и  $r_3$  - расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

Давление ударной волны в первой зоне:  $\Delta P_{Ф1} = 900$  кПа.

Определим радиус зоны детонационной волны:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q} = 18,5 \cdot \sqrt[3]{0,312} = 12 \text{ м} \quad (5.1)$$

$$Q = V \times \rho = 0,24 \times 1,3 = 0,312 \text{ т} \quad (5.2)$$

где Q - количество взрывчатого вещества, т.

$$\psi = \frac{r_2}{R_1} \quad (5.3)$$

где  $r_2 = 50$  м - расстояние от центра взрыва до операторной, находящейся во 2-ой зоне.

$$\psi = \frac{50}{12} = 4,17 \quad (5.4)$$

По значению  $\psi$  определяется избыточное давление во фронте ударной волны во второй зоне:

$$\Delta P_{\Phi_2} = 26 \text{ кПа} \quad (5.5)$$

$$\psi_1 = \frac{r_3}{R_1} \quad (5.6)$$

где  $r_3 = 100$  м - расстояние от центра взрыва до административного здания, находящегося в 3-ей зоне.

$$\psi_1 = \frac{100}{12} = 8,3 \quad (5.7)$$

Избыточное давление во фронте ударной волны в третьей зоне:

$$\Delta P_{\Phi_3} = 9 \text{ кПа} \quad (5.8)$$

Найдем радиус безопасного удаления РБУ

$$\frac{R_{\text{БУ}}}{R_1} = 12 \quad (5.9)$$

$$R_{\text{БУ}} = 12 \cdot 12 = 144 \text{ м} \quad (5.10)$$

Рассчитаем радиус смертельного поражения людей по формуле:

$$R_{\text{СПЛ}} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q} \quad (5.11)$$

$$R_{\text{СПЛ}} = 30 \cdot \sqrt[3]{0,312} = 20,3 \text{ м} \quad (5.12)$$

В случае взрыва газовой смеси в абсорбере на предприятии прогнозируются разрушения, при этом радиус смертельного поражения людей составит 20,3 м, радиус безопасного удаления составит 144 м, радиус зоны детонационной волны равен 12 м.

### **Защита в чрезвычайных ситуациях**

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

Причины взрыва газовой смеси могут быть различными. Наиболее вероятными из них являются:

- открытое фонтанирование ГК из скважин;
- порывы газосборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность несколько десятков тонн ГК. Это самый опасный вид аварии. Также в этом случае возможно и попадание ГК в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты.

В случае разгерметизации трубопроводов в системе ППД необходимо действовать согласно правилам ликвидации аварии:

- сообщить непосредственному руководителю об аварии;
- перекрыть в блоке гребенки соответствующую отсекающую арматуру на поврежденный трубопровод;
- закрыть задвижку (буферную, центральную) на самой скважине;
- дождаться бригаду линейно-эксплуатационной службы.

Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод, присутствие механических примесей.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается:

-Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекаания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов.

-Основной рекомендуемый способ уменьшения скорости коррозии в системах ППД – использование труб из коррозионностойких материалов: трубы с внутренним покрытием для водоводов низкого давления, трубы из сталей повышенной коррозионной стойкости без внутреннего покрытия при низкой коррозионной активности воды.

-Широко применяемый ингибиторный способ защиты от коррозии может быть рекомендован только для поддержания работоспособности старых трубопроводов.

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

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить каждую секунду, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью

является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромышленным оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [34], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя, или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [35]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе проведен анализ эффективности системы разработки Средневилюйского газоконденсатного месторождения.

В работе рассмотрена краткая история открытия и исследования Средневилюйского газоконденсатного месторождения; представлена геолого-физическая характеристика залежей, стратиграфия месторождения; рассмотрены коллекторские свойства пород, физико-химические характеристики пластового флюида; дана оценка запасов углеводородов.

Проведен анализ режима работы залежи Т1-III, основного объекта разработки. Исходя из результатов исследования, можно сделать вывод, что режим работы залежи Т1-III Средневилюйского газоконденсатного месторождения после отбора 15 % начальных запасов газа продолжает оставаться преимущественно газовым. К тому же, хорошая гидродинамическая закрытость недр, а также значительная удаленность месторождения от областей питания и разгрузки пластовых вод, говорят о длительном периоде сохранения и доминирования газового режима над водонапорным.

По результатам проведенных систематических анализов разработки Средневилюйского месторождения можно сделать следующий вывод: полное вовлечение залежи Т1-III в разработку, связанную с отбором газа исключительно в правобережной части месторождения, завершилось к 1997 г., когда было извлечено около 10% начальных запасов. В этот период газодинамическое возмущение распространялось только в пределах залежи.

Подземные пластовые воды характеризуются как застойные. Это объясняется рядом причин: высокое относительное содержание биогенного азота в растворенном газе, метаморфизация подземных вод, отсутствие геотермических аномалий, изолированность недр и, как следствие,

отсутствие областей питания и разгрузки. К тому же высокая газонасыщенность подошвенных вод может оказаться существенным препятствием для поступления пластовых вод в залежь.

Водонапорная система среагировала на произведенный отбор газа из залежи горизонта Т1-III, о чем говорит снижение пластового давления в пьезометрической скважине 28. На данном этапе разработки месторождения она проявляет себя как закрытая гидродинамическая система.

Внедрение пластовых вод возможно в северной части месторождения при проявлении водонапорного режима, что вносит определенные ограничения на темпы отбора газа в северной зоне.

Кроме того, главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» описываются организационные работы и рассчитываются экономические затраты (заработная плата, материальные затраты, компенсационные затраты, непредвиденные расходы, амортизационные отчисления, плановые накопления, налоги на имущество и прибыль, технико-экономические показатели), связанные со строительством скважины. Подсчитаны сметные себестоимости одного метра проходки и строительства скважины.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Грубов Л.А. Сравнительная оценка гидродинамических условий различных районов Якутского артезианского бассейна в связи с нефтегазоносностью. Гидрогеологические исследования в нефтегазоносных районах / Л.А.Грубов, В.И.Славин. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1971.;
2. Иванова М.М. «Нефтепромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа». – М., Недра 1985 г.;
3. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 356 с.;
4. Наука в Сибири. 2000. N 50; Академия наук Республики Саха (Якутия). 2-е изд., перераб. и доп. М., 2001. С.190-191.;
5. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, постановление Госгортехнадзора России от 05.06.03.;
6. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. -61 с.;
7. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений, 1980.;
8. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990.;
9. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов.- М.: Недра. 1987. – 247 с.;
10. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.;
11. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.;
12. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.;

13. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования;
14. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;
15. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования;
16. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
17. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»
18. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
19. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N1);
20. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;
21. Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
22. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
23. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление.Зануление»;
24. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
25. ГОСТ Р 52630-2012Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.;
26. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы;
27. ГН 2.2.5.2308 – 07. Ориентировочно безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;

28. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;
29. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;
30. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель;
31. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;
32. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;
33. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений, 1980;
34. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования;
35. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.