

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

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

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

|   |
|---|
| <b>Тема работы</b>  |
| <b>Обоснование режима работы газовых скважин на месторождении X</b> |

УДК 622.279.51

Студент

| Группа | ФИО                          | Подпись | Дата |
|--------|------------------------------|---------|------|
| 2БМ94  | Карандасов Арсений Сергеевич |         |      |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО       | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------|------------------------|---------|------|
| Профессор | Шарф И.В. | д.э.н., доцент         |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО        | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------|------------------------|---------|------|
| Профессор | Сечин А.И. | д.т.н., профессор      |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Руководитель ООП | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Профессор        | Зятиков П.Н. | д.т.н., профессор      |         |      |

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

           Зятиков П.Н.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

| Группа | ФИО                          |
|--------|------------------------------|
| 2БМ94  | Карандасов Арсений Сергеевич |

Тема работы:

|  |                     |
|--|---------------------|
| Обоснование режима работы газовых скважин на месторождении X |                     |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                  | 07.04.2021 № 97-4/с |

|  |            |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 07.06.2021 |
|--|------------|

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

|   |   |
|---|---|
| <b>Исходные данные к работе</b>   | Технологическая схема разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты и нормативные документы   |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Изучить проблематику работы газовых скважин с учетом геолого-промысловых характеристик Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения</li> <li>2. Подобрать оптимальный режим обводняющихся газовых скважин на основе технического решения.</li> <li>3. Обосновать оптимальный режим эксплуатации газовых скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения</li> </ol> |

|  |   |
|--|---|
| <b>Перечень графического материала</b> | Структурные карты, геологические разрезы, графики добычи на месторождении, состав пород сеноманской залежи, график зависимости потерь давления от диаметра лифтовых труб. |
|--|---|

|  |   |
|--|---|
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  |   |
| <b>Раздел</b>  | <b>Консультант</b>                        |
| Финансовый менеджмент  | Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР      |
| Социальная ответственность   | Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП     |
| Иностранный язык   | Болсуновская Л.М., к.ф.н, доцент ОИЯ ШБИП |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>                          |   |
| <i>Раздел на английском языке:</i> Приложение А. Justification of the operating mode of gas wells in the field X |   |
| <i>Разделы на русском языке:</i> реферат, введение, заключение, главы 1-5  |   |

|   |            |
|---|------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 15.03.2021 |
|---|------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность     | ФИО                   | Ученая степень, звание | Подпись | Дата       |
|---------------|-----------------------|------------------------|---------|------------|
| профессор ОНД | Шарф Ирина Валерьевна | д.э.н., доцент         |         | 15.03.2021 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                          | Подпись | Дата       |
|--------|------------------------------|---------|------------|
| 2БМ94  | Карандасов Арсений Сергеевич |         | 15.03.2021 |

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Категория компетенций            | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции  |
|----------------------------------|--|--|
| Системное и критическое мышление | УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий                          | И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними   |
|                                  |  | И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению   |
|                                  |  | И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания                 |
|                                  |  | И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области   |
| Разработка и реализация проектов | УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла  | И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления  |
|                                  |  | И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения   |
|                                  |  | И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта   |
| Командная работа и лидерство     | УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели                                     | И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует   |
|                                  |  | И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды   |
|                                  |  | И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды   |
| Коммуникация                     | УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия | И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег   |
|                                  |  | И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)  |
|                                  |  | И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные  |
|                                  |  | И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках        |
| Межкультурное взаимодействие     | УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия   | И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий |

| Категория компетенций  | Код и наименование компетенции  | Индикаторы достижения компетенции  |
|--|---|--|
| Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение) | УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки | И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов |
|  |   | И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами  |
|  |   | И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда  |

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

| Категория компетенций             | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции  |
|-----------------------------------|--|--|
| Применение фундаментальных знаний | ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области   | И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий<br>И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства<br>И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций |
| Техническое проектирование        | ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства   | И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли<br>И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения<br>И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач  |
|                                   | ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии  | И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты<br>И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации   |
| Работа с информацией              | ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности   | И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли<br>И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы   |
| Исследование                      | ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях | И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе<br>И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям  |

|                                |   |   |
|--------------------------------|---|---|
| Интеграция науки и образования | ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания | И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии<br>И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей |
|--------------------------------|---|---|

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

| Область и сфера профессиональной деятельности                      | Задача профессиональной деятельности  | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт   | Код и наименование компетенции  | Индикаторы достижения компетенции  |
|--|---|--|---|--|
| <b>Тип задач профессиональной деятельности:</b><br>педагогический  |   |  |   |  |
| 1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)             | 1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов | 01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)<br><br>ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения | ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья | И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья |
| <b>Тип задач профессиональной деятельности:</b><br>технологический |   |  |   |  |

|  |   |  |   |  |
|--|---|--|---|--|
| 19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа | <p>1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.</p> <p>2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.</p> <p>3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p> | <p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> | <p>ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья</p>        | <p>И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазового промышленного оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>                                    |
|  |   |  | <p>ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p> | <p>И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p> |
|  |   |  | <p>ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли</p>   | <p>И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации</p>        |
|  |   |  | <p>ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности</p>   | <p>И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>   |

| <b>Тип задач профессиональной деятельности:</b><br>научно-исследовательский |   |  |   |   |
|---|---|--|---|---|
| 19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа                        | 1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ<br><br>2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)<br>3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ | 19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);   | ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов | И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов   |
|   |   | ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»<br>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);<br><br>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»<br><br>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ» |   |   |
|   |   |  | ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности                  | И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений |



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

Студенту:

|        |                                |
|--------|--------------------------------|
| Группа | ФИО                            |
| 2БМ94  | Карандасову Арсению Сергеевичу |

|                     |                    |                           |   |
|---------------------|--------------------|---------------------------|---|
| Инженерная школа    | Природных ресурсов | Отделение                 | Нефтегазового дела  |
| Уровень образования | Магистратура       | Направление/специальность | 21.04.01 «Нефтегазовое дело»<br>профиль «Разработка и эксплуатация<br>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> | В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ. |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>   | Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.  |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>                                  | Ставка налога на прибыль 20 %;<br>Страховые взносы 30%;<br>Налог на добавленную стоимость 20%  |

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

|   |   |
|---|---|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i> | Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта |
| 2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>  | График выполнения работ   |
| 3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>        | Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии       |

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

|   |
|---|
| 1. Организационная структура управления         |
| 2. Линейный календарный график выполнения работ |
| 3. Графики динамики и сравнения показателей     |

|  |            |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 15.03.2021 |
|--|------------|

**Задание выдал консультант:**

|           |              |                        |         |      |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| доцент    | Романюк В.Б. | к.э.н, доцент          |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

|        |                              |         |      |
|--------|------------------------------|---------|------|
| Группа | ФИО                          | Подпись | Дата |
| 2БМ94  | Карандасов Арсений Сергеевич |         |      |

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|               |                                |
|---------------|--------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                     |
| 2БМ94         | Карандасову Арсению Сергеевичу |

|                            |              |                    |   |
|----------------------------|--------------|--------------------|---|
| <b>ШКОЛА</b>               | <b>ИШПР</b>  | <b>Отделение</b>   | Нефтегазовое дело   |
| <b>Уровень образования</b> | Магистратура | <b>Направление</b> | 21.04.01 Нефтегазовое дело<br>Профиль<br>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений |

### Тема ВКР: «Обоснование режима работы газовых скважин на месторождении X»

|   |  |
|---|--|
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>  |  |
| <b>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b><br><ul style="list-style-type: none"> <li>• специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>• организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>  | Приводится перечень НТД, используемой в данном разделе.  |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>   |  |
| <b>1. Производственная безопасность</b><br><b>Анализ показателей шума и вибрации</b><br><ul style="list-style-type: none"> <li>• установление соответствия показателей нормативному требованию;</li> </ul> <b>Анализ показателей микроклимата</b><br><ul style="list-style-type: none"> <li>• показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности.</li> </ul> <b>Анализ освещенности рабочей зоны</b><br><ul style="list-style-type: none"> <li>• типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности;</li> <li>• при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.</li> </ul> <b>Анализ электробезопасности</b><br><ul style="list-style-type: none"> <li>• наличие электроисточников, характер их опасности;</li> <li>• установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления.</li> <li>• при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету.</li> </ul> <b>Анализ пожарной безопасности</b><br><ul style="list-style-type: none"> <li>• присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности.</li> <li>• категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение.</li> <li>• Разработать схему эвакуации при пожаре.</li> </ul> | <p>Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты;</li> <li>• привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления,</li> <li>• категорию пожароопасности помещения,</li> <li>• марки огнетушителей, их назначение.</li> </ul> <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p> |
| <b>2. Экологическая безопасность:</b><br><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>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов.</p> <p>Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>   |

|  |   |
|--|---|
| <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>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p> <p>Предусмотреть мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p> |
| <p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>• организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>   | <p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• перечень НТД, используемых в данном разделе,</li> <li>• схема эвакуации при пожаре,</li> <li>• схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.</li> </ul>  |

|  |             |
|--|-------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 26.02.20 г. |
|--|-------------|

**Задание выдал консультант:**

| Должность     | ФИО                      | Ученая степень, звание | Подпись | Дата          |
|---------------|--------------------------|------------------------|---------|---------------|
| Профессор ООД | Сечин Александр Иванович | д.т.н.                 |         | 26.02.2021 г. |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                          | Подпись | Дата          |
|--------|------------------------------|---------|---------------|
| 2БМ94  | Карандасов Арсений Сергеевич |         | 26.02.2021 г. |

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 113 страниц, 11 рисунков, 18 таблиц, 54 литературных источников, 1 приложение.

Ключевые слова: замена насосно-компрессорных труб., эксплуатация газовых скважин, самозадавливание скважин, поздняя стадия разработки.

Объект исследования – Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение. Предмет исследования – газовые скважины и параметры их эксплуатации.

Цель работы – обоснование режима работы обводняющихся газовых скважин для Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения

### **Научная новизна.**

На основании проведенного анализа геолого-промысловых характеристик месторождения и исследования причин обводнения газовых скважин была предложена замена лифтовой колонны на труб.у меньшего диаметра, что позволит увеличить период устойчивого режима эксплуатации скважины.

### **Практическая значимость.**

На основании проведенных технико-экономических расчетов было доказано что замена труб. диаметром 168 мм на труб.ы диаметром 114 мм обеспечит более устойчивый режим работы обводняющихся газовых скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, несмотря на требование глушения скважин.

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

ВНК – водонефтяной контакт

ГВК – газоводяной контакт

ГДИ - газодинамические исследования

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГИС – геофизические исследования скважин

ГКМ – газоконденсатное месторождение

ГНК – газонефтяной контакт

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ГШ – газовая шапка

КИН – коэффициент извлечения нефти

ММП - многолетнемерзлые породы

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПЗП – призабойная зона пласта

ППА – пункт переключающей арматуры

СПГ – сжиженный природный газ

ТБ – техника безопасности

УВ – углеводороды

УВС – углеводородное сырье

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ .....   | 16 |
| 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН<br>ПРИ СОДЕРЖАНИИ ЖИДКОСТИ В СТВОЛЕ .....   | 18 |
| 1.1 Добыча и запасы природного газа в России.....  | 18 |
| 1.2 Анализ факторов, влияющих на обводнение газовых залежей.....   | 25 |
| 1.3 Условия эксплуатации обводняющихся скважин.....  | 27 |
| 2 ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЯМБУРГСКОГО<br>НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....   | 32 |
| 2.1 Общая характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного<br>месторождения .....   | 32 |
| 2.2 Характеристика продуктивных пластов .....  | 35 |
| 2.3 Характеристика сырья, продукции и реагентов.....   | 37 |
| 2.4 Литолого-стратиграфическая характеристика геологического разреза ....  | 38 |
| 3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ<br>СКВАЖИН НА ЯМБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ<br>МЕСТОРОЖДЕНИИ .....   | 45 |
| 3.1 Прогноз обводнения сеноманской залежи Ямбургского НГКМ .....   | 45 |
| 3.2 Факторы, определяющие технологический режим эксплуатации<br>обводняющихся скважин Ямбургского месторождения.....   | 48 |
| 3.3 Рекомендации по определению технологических параметров<br>эксплуатации обводняющихся газовых скважин на Ямбургском<br>нефтегазоконденсатном месторождении при наличии подошвенной воды ... | 55 |
| 3.4 Обоснование технологического режима эксплуатации обводняющихся<br>газовых скважин .....  | 61 |
| 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....  | 70 |
| 4.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции<br>ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....   | 70 |
| 4.2 SWOT–анализ .....  | 71 |

|   |     |
|---|-----|
| 4.3 Расчет экономической эффективности модернизации абсорбера на УКПГ<br>- 1В ООО «Газпром добыча Ямбург» ..... | 73  |
| 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....   | 79  |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....   | 79  |
| 5.2 Производственная безопасность.....  | 80  |
| 5.3 Экологическая безопасность.....   | 88  |
| 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....  | 90  |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....  | 92  |
| Список используемых источников.....   | 94  |
| Приложение А .....  | 100 |

## **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время многие крупные месторождения севера Западно-Сибирской равнины находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется низкими пластовыми давлениями, высокой обводненностью, риском разрушения коллекторов. На этой стадии разработки эксплуатация скважин газовых месторождений осложняется скоплением на их забоях конденсационной и пластовой вод, приводящим к размыванию порового цемента и последующему образованию песчаных пробок. При скоплении большого объема воды на забое скважина выходит из стабильного режима работы, уменьшается ее дебит и в дальнейшем может произойти ее «самозадавливание». Для предотвращения выхода скважины из строя необходимы принятие и реализация технологических решений, направленных на увеличение скорости подъема продукции скважин для выноса частиц жидкости и механических примесей и ограничения притока пластовой воды.

Вынос на устья скважин механических примесей, образовавшихся в результате разрушения продуктивного пласта, сопровождается абразивным износом элементов фонтанной арматуры. В последнее время появляются инновационные технологии и технические решения, направленные на оптимизацию режимов работы скважин и, следовательно, на повышение эффективности эксплуатации обводняющихся скважин и обеспечение плановых отборов газа.

Актуальность исследований обусловлена тем, что в настоящее время значительная часть сеноманских залежей вступила в завершающую стадию разработки. На этой стадии резко усложняются условия эксплуатации газовых скважин, что приводит к самозадавливанию и потерям добычи газа, соответственно необходимо заниматься исследованием повышения эффективности эксплуатации газовых скважин.



В данной работе представлены рекомендации, направленные на оптимизацию режимов эксплуатации газовых скважин в условиях водо- и пескопроявлений с учетом максимально возможного дебита, при котором не происходит разрушения призабойной зоны пласта и наземного оборудования, и минимального дебита, при котором не происходит скопление жидкости.

Цель работы – обоснование режима работы обводняющихся газовых скважин для Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Задачи, которые необходимо решить для достижения цели:

1. Изучить проблематику работы газовых скважин с учетом геолого-промысловых характеристик Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

2. Подобрать оптимальный режим обводняющихся газовых скважин на основе технического решения.

3. Обосновать оптимальный режим эксплуатации газовых скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Объектом исследования является Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение. Предметом исследования являются газовые скважины и параметры их эксплуатации.

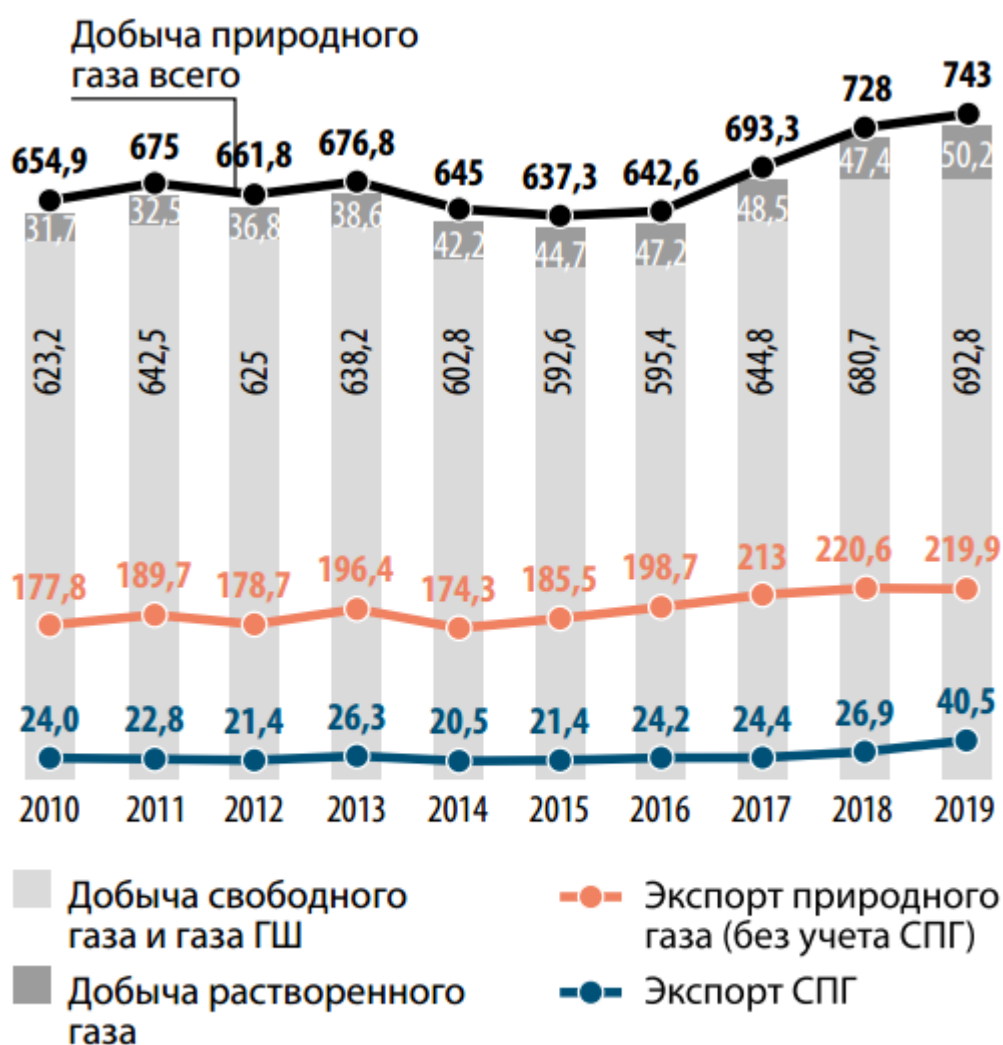
Информационной базой для написания работы послужили учебная и научная литература, отраслевые регламенты, руководящие документы, инструкции, годовые отчеты компании ООО «Газпром добыча Ямбург».

# 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ СОДЕРЖАНИИ ЖИДКОСТИ В СТВОЛЕ

## 1.1 Добыча и запасы природного газа в России

### Добыча

Добыча природного газа в России за последнее десятилетие увеличилась на 21%, достигнув в 2019 г. 743 млрд м<sup>3</sup>; из них добыча свободного газа составила 692,8 млрд м<sup>3</sup>, растворенного — 50,2 млрд м<sup>3</sup> (рис. 1).



Источники: ГБЗ РФ, ГБЗ РФ (предварительные (сводные) данные), Минэнерго России

Рисунок 1 – Динамика российской добычи природного газа (без учета потерь) и экспорта природного и сжиженного природного газа в 2010–2019 гг., млрд м<sup>3</sup>

Добыча природного газа ведется на собственно газовых и газоконденсатных месторождениях, где добывается свободный газ; на долю таких месторождений в 2019 г. пришлось 85,3% российской. Комплексные месторождения, где газ может залегать как в виде отдельных газовых залежей, так и в газовой шапке (ГШ), обеспечили еще 7%, растворенный в нефти газ на нефтяных месторождениях — еще 7,7%. В 2019 г. добыча природного газа велась на 1308 месторождениях, в т. ч. растворенного газа — на 1158 объектах [53].

Уральский ФО традиционно занимает лидирующие позиции в стране по добыче свободного газа (включая газ ГШ), на его долю в 2019 г. пришлось 86 % отечественной газодобычи (84,1 % — в ЯНАО). Здесь в Надым-Пур-Тазовском районе (НПТР) Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (НГП) в Ямало-Ненецком АО расположены уникальные нефтегазоконденсатные месторождения, в числе которых самые продуктивные в стране: Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Южно-Русское, Бованенковское (рис. 2).

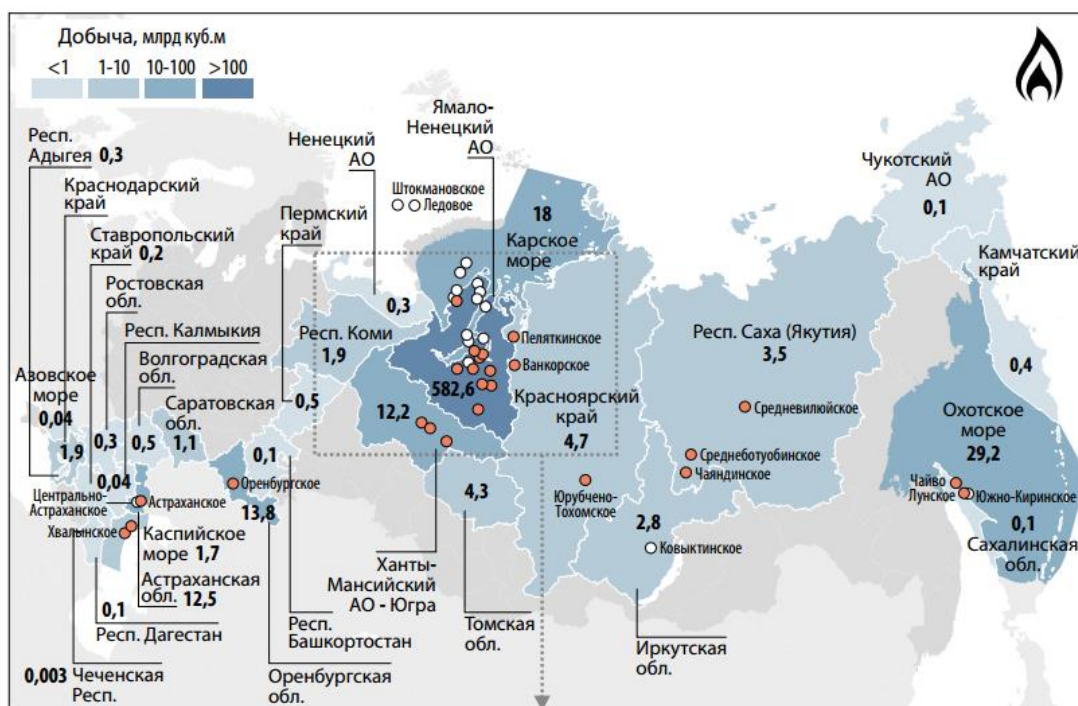


Рисунок 2 – Основные месторождения газа и распределение добычи свободного газа (включая газ газовых шапок, без потерь) по субъектам Российской Федерации, млрд м<sup>3</sup>

Свободный газ Надым-Пур-Тазовском районе концентрируется в восьми нефтегазоносных комплексах юрского и мелового возраста, каждый из которых имеет свой химический состав. Основные объемы газодобычи поступают из сеноманского нефтегазового комплекса. Его залежи уникальны по объему запасов и содержат сухой энергетический газ, который легко извлекается и не требует переработки. В последние годы наметилась тенденция к снижению газодобычи сеноманского газа из-за его селективной отработки в течение десятилетий, возрастает также доля низконапорных и трудноизвлекаемых запасов.

Частичной компенсацией снижения газодобычи на уникальных месторождениях НТПР должна стать отработка трудноизвлекаемых ачимовских, валанжин-готеривских, сеноман-туронских нефтегазовых залежей. В 2019 г. добыча в промышленных масштабах велась только из ачимовских отложений Уренгойского месторождения, где было добыто 26,7 млрд м<sup>3</sup> (22,2 % суммарного объема добычи по месторождению в целом).

Растет роль других газоносных районов провинции — на полуострове Ямал, в Гыдано-Хатангском районе и на шельфе Карского моря формируется новый центр газодобычи. В 2019 г. добыча велась только на полуострове Ямал, где разрабатывалось гигантское Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение (извлечено из недр 96,3 млрд м<sup>3</sup>). По проекту на месторождении будет добываться около 140 млрд м<sup>3</sup> газа, что выведет его в лидеры российской газодобычи. К 2030 г. на полуострове планируют добывать около 310-360 млрд м<sup>3</sup>. В ХМАО-Югра основной объем свободного газа добывается из газовых шапок крупных и уникальных нефтегазовых месторождений – Самотлорского, Ван-Еганского, Лянторского и других; суммарно они обеспечили в 2019 г. около 2% российской газодобычи.

Другие российские регионы добывают газ в значительно меньшем объеме, в 2019 г. общий объем извлеченного газа составил 110,2 млрд м<sup>3</sup> (14% российской добычи).

За пределами Западной Сибири на материке наибольший объем свободного газа добывается из недр всего двух месторождений: Оренбургского (13,5 млрд м<sup>3</sup> в 2019 г.), расположенного в Волго-Уральской НГП, и Астраханского (12,5 млрд м<sup>3</sup>) в Прикаспийской НГП (рис. 2). Газ этих месторождения жирный, с большим количеством попутных продуктов и требует его предварительной очистки.

На базе месторождений Восточной Сибири формируются новые крупные газовые центры – Якутский и Иркутский, где только начинается добыча. В 2019 г. небольшие объемы получены на трех крупных объектах в Республике Саха (Якутия) – Средне-Вилуйском, Среднеботуобинском и Чаяндинском месторождениях (на последнем добыча начата в декабре 2019 г.), и на двух объектах Иркутской области – Ярактинском и Верхнечонском. Сдерживающим фактором ввода месторождений в промышленную эксплуатацию является отсутствие газоперерабатывающих мощностей в регионе – газ жирный и требует дополнительных затрат на извлечение ценных компонентов. Окончание строительства Амурского ГПЗ, крупнейшего центра по переработке газа в этом регионе, ожидается к 2021 г.

Остальной газ поступает с мелких месторождений Тимано-Печорской и Северо-Кавказской провинций. Состав жирного газа в них отличается высоким содержанием конденсата и тяжелых углеводородов.

На российском шельфе в 2019 г. было добыто 48,9 млрд м<sup>3</sup> свободного газа (7,1% российской); здесь сконцентрировано около 14 % запасов свободного газа страны, которые учтены в недрах Охотской, Баренцевоморской, Карской, Каспийской и Азовской НГП. Большая часть запасов разведана в недрах всего десяти месторождений. В 2019 г. основной объем добычи обеспечили месторождения шельфов Охотского и Карского морей – 29,2 млрд куб. м и 17,9 млрд куб. м соответственно. На шельфе

Охотского моря добыча свободного газа (включая газ ГШ) в основном велась на двух уникальных нефтегазоконденсатных месторождениях –

Лунском и Чайво; на шельфе Карского моря – на уникальном Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении.

Часть добытого газа закачивается обратно в пласт для поддержания пластового давления, что позволяет повысить коэффициенты извлечения как газа, так и нефти. В 2019 г. в недра было закачено 20,5 млрд м<sup>3</sup>. Основная доля показателя приходится на консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд.», который на месторождениях Одопту-море и Чайво ежегодно закачивает в пласт более 7 млрд куб. м добытого газа.

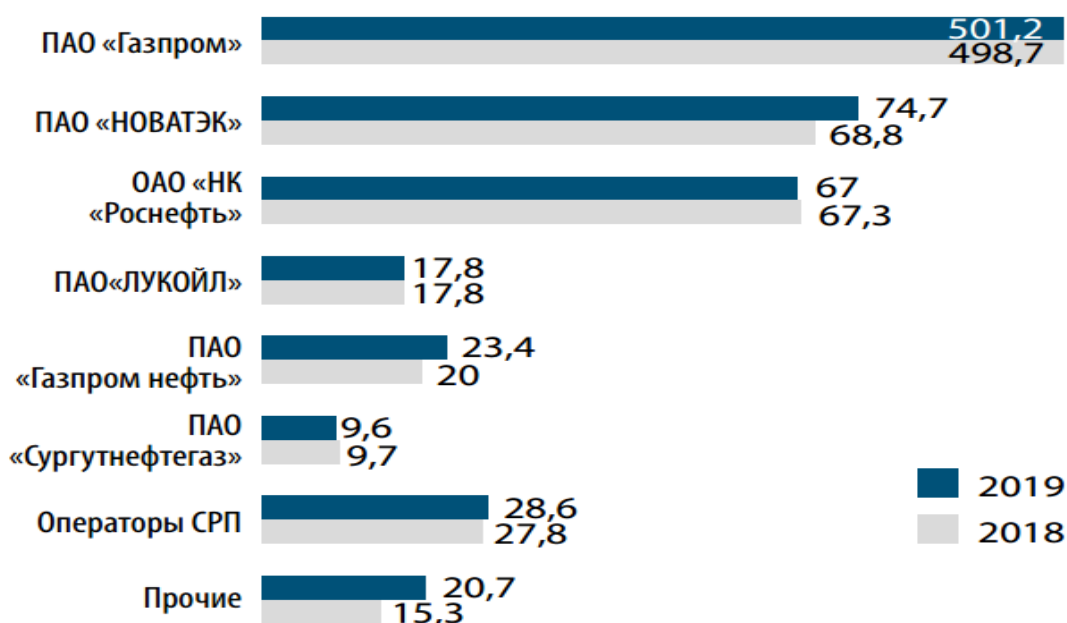
Добыча растворенного газа в России в 2019 г. составила 50,2 млрд м<sup>3</sup>. Основной объем добычи растворенного газа обеспечивает ХМАО-Югра, где его добывают вместе с нефтью преимущественно из неокомского нефтегазоносного комплекса Западно-Сибирской НГП. В 2019 г. здесь было добыто около половины российского растворенного газа. В значительных количествах растворенный газ также добывают в ЯНАО (15%) и Оренбургской области (5,5%). На долю остальных субъектов приходится 36,5%.

Часть добываемого растворенного в нефти газа из-за отсутствия необходимой инфраструктуры сжигается в факелах или используется для местных нужд в составе энергетического газа. По итогам 2019 г. средний по стране коэффициент использования попутного нефтяного газа (ПНГ) снизился по сравнению с прошлым годом на 4 % и составил 81 % (при установленной государством норме в 95 %). Причиной столь значительного снижения стал запуск новых добычных проектов в Западной и Восточной Сибири, расположенных вдали от основной транспортной инфраструктуры и имеющих недостаточные мощности для его утилизации. Среди российских компаний более 90% ПНГ достигли ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «НОВАТЭК» и компании, действующие на основе соглашения о разделе продукции (СРП).

По состоянию на 01.01.2021, добычу природного и попутного нефтяного газа (далее ПНГ) на территории страны осуществляют 260 добывающих предприятия, в том числе:

- 76 входящих в состав вертикально-интегрированных нефтяных холдингов (ВИНК);
- 15 дочерних компаний в составе Газпром;
- 8 структурных подразделений НОВАТЭК;
- 158 независимых нефтегазодобывающих компаний;
- 3 предприятия, работающие на условиях соглашений о разделе продукции (операторы СРП).

Крупнейшим холдингом, в активе которого находятся две трети российских запасов газа, обеспечивающие около 68% отечественного производства, является ПАО «Газпром» (рис. 3).



Источник: открытые данные компаний

Рисунок 3 – Добыча природного газа (без учета потерь) российскими компаниями в 2018–2019 гг., млрд м<sup>3</sup>

Россия является одной из ключевых стран в мировой газовой промышленности, занимая ведущие позиции по масштабу сырьевой базы природного газа, его добыче и поставкам на мировой рынок.

Важнейшим звеном в структуре российской газодобычи остается Ямало-Ненецкий АО – годовая добыча региона составляет 83% российской, здесь же сосредоточены две трети запасов страны.

В 2020 г. суммарная добыча газа (природного и попутного нефтяного) в Российской Федерации снизилась на 6,1% (-44,8 млрд м<sup>3</sup>к 2019 г.) до 692,9 млрд м<sup>3</sup>. Добыча газа в России представлена на рисунке 4.

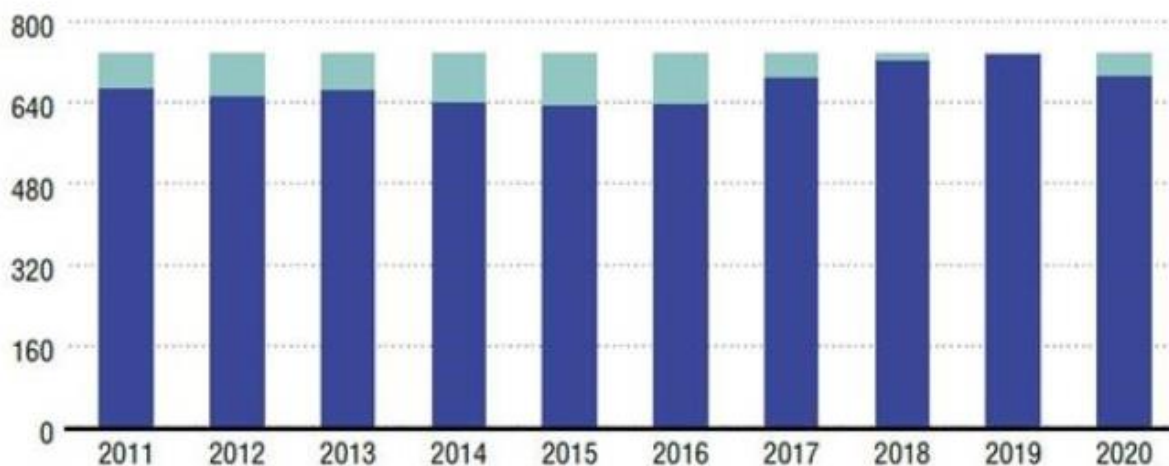


Рисунок 4 –Добыча газа в России в 2011-2020 гг., млрд куб. м

Снижение добычи газа связано с поздней стадией разработки крупных месторождений, для которых характерен риск разрушения коллекторов, низкие пластовые давления и высокая обводненность. Скопление большого объема воды на забое приводит к тому, что уменьшается дебит и скважина выходит из перебойного режима работы. В дальнейшем это может привести к «самозадавлыванию» скважины. Для того, чтобы предотвратить самозадавливание необходимо принятие и реализация технологических решений, которые увеличат скорость жидкости их скважины для выноса механических примесей и частиц жидкости, а также ограничат приток пластовой воды.

Наличие воды в продукции газовой скважины является основным факторов, снижающим её производительность. Метод удаления жидкости с забоя скважин зависит от конструкции скважины, количества поступающей



воды и газа, геолого-промысловой характеристики месторождения, а также стадии разработки. [53].

## **1.2 Анализ факторов, влияющих на обводнение газовых залежей**

В работе [1] автор выделяет следующие факторы, которые влияют на продвижение пластовых вод в залежь:

1) фактор, характеризующий геологическое и гидрогеологическое строение залежи (тип, строение коллектора и его ФЕС, тип и свойства пластовых вод),  $\Phi_{гг}$ ;

2) фактор, учитывающий режим внедрения пластовых вод в залежь (активный, затрудненный, упруго-водонапорный),  $\Phi_{реж}$ ;

3) фактор, учитывающий характер движения потоков пластовых вод в залежи (вертикальный, латеральный, латерально-вертикальный),  $\Phi_{движ}$ ;

4) фактор наличия непроницаемых экранов, как в газовой части пласта, так и в подстилающей ее части, и их влияние на продвижение пластовых вод в частности обтекание непроницаемых участков,  $\Phi_{нэ}$ ;

5) выделение растворенного газа в приконтактной зоне и его влияние на фазовые проницаемости флюидов,  $\Phi_{врг}$ ;

6) технологический фактор (расположение и тип эксплуатационных скважин на месторождении, система вскрытия газового пласта, интенсивность и неравномерность отбора газа по залежи),  $\Phi_{тех}$ ;

7) антропогенный фактор (негерметичность цементного камня),  $\Phi_{ант}$ .

То, как влияет каждый из факторов на обводнение невозможно оценить достоверно. Для того, чтобы спрогнозировать внедрение воды в газовую залежь необходимо рассматривать проблему комплексно, то есть учитывать все факторы.

$\Phi_{гг}$  обусловлен геологическим строением залежи и подстилающего ее водоносного пласта. Продуктивные характеристики пластаколлектора характеризуются его фильтрационно-емкостными свойствами (далее ФЕС). Если по газоносной части наличие информации позволяет построить

двумерные (трехмерные) газодинамические модели, то данные по водоносной части продуктивного пласта, зачастую, почти целиком отсутствуют.

$\Phi_{\text{реж}}$  учитывает гидродинамические, термобарические и гидрохимические условия водоносного горизонта, подстилающего продуктивную залежь. Этот фактор также включает в себя результаты исследований направления движения и наличия областей питания и разгрузки пластовых вод, а также данные по гидрохимической зональности пластовых вод исследуемого района работ.

$\Phi_{\text{движ}}$  дает представление о характере (вертикальный, латеральный, латерально-вертикальный) внедрения пластовых вод в газовую залежь. Учет данного фактора необходим для задания корректных начальных и граничных условий при моделировании аквифера газовой залежи.

Общеизвестно, что не бывает однородного на 100% пласта-коллектора. Поэтому фактор  $\Phi_{\text{нз}}$  должен быть учтен при расчетах обводнения газовых залежей. Наличие непроницаемых (глинистых, углистых) пропластков как в газоносной части пласта, так и в подошвенной его части, влияют на темпы продвижения пластовой воды в залежь, в частности, в результате затраченного времени на обтекание флюидоупора.

Фактор влияния растворенного в пластовых водах газа  $\Phi_{\text{врг}}$  особенно актуален для месторождений, находящихся на стадии падающей добычи. Основной объем выделившихся газов, в виде заземленных пузырьков, остается в пласте и снижает фазовую проницаемость вмещающих пород по воде. Меньшая же часть выделившихся газовых пузырьков попадает непосредственно в залежь, вследствие расширения при снижении пластового давления в приконтактной зоне пласта. Чем однороднее продуктивный пласт и чем длительнее эксплуатировалась газовая залежь, тем в большей степени пузырьки газа, выделившиеся из обводненной зоны, будут способны к переходу из пространства со сниженным давлением непосредственно в залежь [2].

$\Phi_{\text{тех}}$  зависит от системы разработки месторождения, расположения эксплуатационных скважин и их конструкции, технологического режима работы эксплуатационных скважин, интенсивности и равномерности отбора газа из продуктивной залежи [1].

Наличие перетоков по заколонному пространству из вышележащих водоносных горизонтов учитывает фактор  $\Phi_{\text{ант}}$ , связанный с деятельностью человека. Основной причиной данного типа обводнения является негерметичность цементного камня.

Все эти факторы не отражают полностью проблему обводнению эксплуатационных скважин и газовых залежей. Но все же, по опытным данным, полученных при разработке месторождений Западной Сибири проистекли описанные выше факторы.

### **1.3 Условия эксплуатации обводняющихся скважин**

Для перечисленных выше факторов, необходимо использовать следующие аналитические выражения критериев технологических режимов [54]:

- $\frac{dP}{dR} = const$ , т.е. *режим постоянного градиента*, обеспечивающий эксплуатацию скважин без разрушения призабойной зоны пласта;

- $\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = const$ , т.е. *режим постоянной депрессии на пласт*, обеспечивающий эксплуатацию без обводнения скважин подошвенной или краевой водой, без деформации коллектора, без смятия колонны;

- $v = const$ , т.е. *режим постоянной скорости потока газа в стволе скважины в зоне интервала перфорации*, обеспечивающий вынос поступающих жидких и твёрдых примесей на забой скважины, начиная от нижних отверстий интервала перфорации (может быть обеспечен выбором диаметра и глубины спуска фонтанных труб. практически при любом дебите скважин);

- $P_{уст} < P_p$  и  $T_{уст} > T_p$  , т.е. режим безгидратной эксплуатации скважины на поздней стадии разработки, когда дебиты станут незначительными (может быть обеспечен путём ингибирования скважины, когда устьевая температура ниже температуры гидратообразования);

- $P_{уст} = P_{колл} = const$ , т.е. режим постоянного давления в коллекторе, к которому подключены скважины с различными конструкциями, депрессиями на пласт и дебитами (может быть обеспечен путём изменения диаметра и глубины спуска НКТ);

- $P_{заб} = const$ , т.е. режим постоянного забойного давления, используется для предотвращения выпадения конденсата при разработке газоконденсатных месторождений [54].

Определяющими факторами, влияющих на режим работы скважины являются критерии, связанные с обводнением скважин и разрушением призабойной зоны пласта (далее ПЗП).

На данный момент не разработаны способы для устранения влияния этих факторов, которые существенно снижают производительность газовых скважин и надежность устойчивой работы.

Известные различные технологии по укреплению ПЗП носят временный характер, а имеющиеся разработки создания непроницаемых экранов для изоляции подошвенной воды также являются не надежными, не гарантирующие длительную безводную работу газовых скважин

При разрушении ПЗП обоснование технологического режима работы скважин сводится не к их эксплуатации без разрушения пласта, а к определению режима эксплуатации с указанием того, с какой интенсивностью должно происходить разрушение. Для этого необходимо учесть следующие моменты:

- производительность скважин;
- условие выноса продуктов разрушения на поверхность;

- различие давления в скважинах, подключённых к одному коллектору,

- опасность обводнения скважин подошвенной водой.

Конусообразование подошвенной воды – это нестационарный процесс и все аналитические методы определения безводного дебита газовых скважин на данный момент базируются на стационарности конуса, соответственно, пригодны только для конкретного момента времени.

Причины поступления воды в скважину: приближение ГВК, прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам со значительным опережением ГВК, поступление из выше- и нижележащих горизонтов через негерметичное цементное кольцо вокруг эксплуатационной колонны. Соответственно причинам различен характер и темп обводнения.

При приближении ГВК обводняется вся мощность пласта, темп обводнения высокий. Языки обводнения прорываются по отдельным пропласткам, в то время как из остального разреза пласта поступает газ.

Темп обводнения и расход воды могут быть длительное время незначительными, так как ГВК находится еще вдали от скважины. Посторонние воды могут прорываться в различных количествах, часто небольших.

Поскольку причины, характер и темпы обводнения изменяются во времени, на скважинах изменяют и методы удаления воды, обычно от простых и дешевых до сложных и дорогостоящих. Различают методы периодического и непрерывного удаления жидкости с забоя скважин.

Периодические методы следующие:

- остановка скважины для поглощения жидкости пластом;
- продувка скважины в газопровод или в атмосферу;
- продувка через сифонные труб.ки;
- периодический ввод ПАВ на забой для вспенивания жидкости.

Непрерывное удаление жидкости осуществляют следующими методами:

- поддержанием скорости газа на забое, достаточной для выноса жидкости;
- непрерывной продувкой через сифонные или фонтанные трубки;
- при помощи ПАВ;
- плунжерным лифтом;
- иногда откачкой глубинными насосами.

Оператором, в соответствии с заданным графиком, проводится остановка скважины для поглощения жидкости пластом. Продолжительность остановки и сроки устанавливаются обычно опытным путем. После пуска скважина работает с более высоким дебитом.

Небольшое количество воды поглощается пластом.

Продувку скважины в газопровод или атмосферу также выполняет оператор по заданному графику. При этом необходимо следить, чтобы в скважине не начали образовываться гидраты при снижении температуры газа и не было вибрации оборудования.

Таким образом, основные принципы и факторы, по которым определяется технологический режим работы газовых скважин, определяются комплексным учетом геолого-промысловых параметров и условий рассматриваемой скважины и месторождения в целом. Эти параметры и условия необходимо сравнить, и среди них необходимо выбрать главный фактор или комбинацию факторов, которые в данном случае являются решающими. Правильный выбор определяющего фактора - первая задача проектировщиков, основанная на данных геофизических и географических условий добычи на месторождении.

При выборе определяющего фактора необходимо учитывать наличие подошвенной воды, многопластовость с существованием или отсутствием гидродинамической связи между пластами, наличие коррозионных компонентов, близость контурных вод, возможность и пределы устойчивости пластов к разрушению, коллекторские свойства пластов, пластовое давление и температуру, температуру окружающей среды скважины, количество

жидких компонентов в газе, свойства газа и жидких компонентов, условия по осушке, очистке и транспорту газа на промысле и др. После того как установлен определяющий фактор, с учетом необходимых данных, необходимо выбрать критерий по определению устойчивого технологического режима.

В целом, на завершающей стадии разработки газовых и газоконденсатных месторождений почти все режимы сводятся к условиям, чтобы обеспечивался вынос жидкости и поддерживалось необходимое устьевое давление.

Так же должна быть рассмотрена возможность повышения производительности скважин путем использования различных геолого-технических мероприятий, снижающих ограничения дебита. При переходе от одного режима к другому в процессе эксплуатации должны быть предусмотрены соответствующие меры по обеспечению вновь назначенного технологического режима. Это условие является важной задачей организации при проектировании.

Ранее подчеркивалось, что технологический режим добывающих скважин устанавливается на основании данных гидродинамических исследований и эксплуатации скважин с учётом промысловых данных и технико-технологических условий. Все же не по всем факторам можно установить технологический режим только путём проведения гидродинамических исследований и эксплуатации скважин. В частности, большинство факторов, по которым устанавливается технологический режим, может быть определено предварительными прогнозными расчётами.

Вывод о правильности выбора режима работы можно определить по данным после длительной эксплуатации скважин.





Таблица 12 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

| Критерии оценки   | Вес критерия | Баллы          |                 |                 | Конкурентоспособность |                 |                 |
|---|--------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------------|-----------------|
|   |              | Б <sub>ф</sub> | Б <sub>к1</sub> | Б <sub>к2</sub> | К <sub>ф</sub>        | К <sub>к1</sub> | К <sub>к2</sub> |
| 1   | 2            | 3              | 4               | 5               | 6                     | 7               | 8               |
| <b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b> |              |                |                 |                 |                       |                 |                 |
| 1. Количество выхода продукта                           | 0,16         | 5              | 5               | 3               | 0,8                   | 0,8             | 0,48            |
| 2. Качество продукта                                    | 0,18         | 5              | 4               | 4               | 0,9                   | 0,72            | 0,72            |
| 3. Энергоемкость процессов                              | 0,15         | 4              | 3               | 3               | 0,6                   | 0,45            | 0,45            |
| 4. Надежность   | 0,18         | 4              | 4               | 3               | 0,72                  | 0,72            | 0,54            |
| 5. Безопасность   | 0,18         | 4              | 4               | 4               | 0,72                  | 0,72            | 0,72            |
| 6. Габариты   | 0,05         | 5              | 4               | 4               | 0,25                  | 0,2             | 0,2             |
| 7. Простота эксплуатации                                | 0,1          | 4              | 4               | 4               | 0,4                   | 0,4             | 0,4             |
| <b>Экономические критерии оценки эффективности</b>      |              |                |                 |                 |                       |                 |                 |
| 7. Цена   | 0,07         | 5              | 4               | 4               | 0,35                  | 0,28            | 0,28            |
| 8. Конкурентоспособность продукта                       | 0,04         | 5              | 4               | 2               | 0,2                   | 0,16            | 0,08            |
| 9. Уровень проникновения на рынок                       | 0,04         | 5              | 4               | 2               | 0,2                   | 0,16            | 0,08            |
| 10. Предполагаемый срок эксплуатации                    | 0,06         | 5              | 4               | 3               | 0,3                   | 0,24            | 0,18            |
| 11. Срок выхода на рынок                                | 0,05         | 5              | 5               | 3               | 0,25                  | 0,25            | 0,15            |
| 12. Финансирование научной разработки                   | 0,05         | 5              | 4               | 2               | 0,25                  | 0,2             | 0,1             |
| <b>Итого</b>  | <b>1</b>     |                |                 |                 | 5,94                  | 5,3             | 4,38            |

Б<sub>ф</sub> – продукт проведенной исследовательской работы;

Б<sub>к1</sub> – ПАО «Сургутнефтегаз»;

Б<sub>к2</sub> – ООО «НГК Итера».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

#### 4.2 SWOT–анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно–исследовательского проекта.

Результаты первого этапа SWOT–анализа представлены в таблица 13.

Таблица 13 – Матрица SWOT

|   |  |  |
|---|--|--|
|   | <p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Систематическое повышение уровня квалификации.</li> <li>2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области.</li> <li>3. Наличие постоянных поставщиков (Зап.Сибирь и Сахалин).</li> <li>4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам.</li> <li>5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.</li> </ol> | <p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.</li> <li>2. Устаревшее оборудование.</li> <li>3. Высокая степень износа оборудования.</li> <li>4. Повышение цен у поставщиков.</li> <li>5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.</li> </ol>                             |
| <p><b>Возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Малое количество посредников.</li> <li>2. Небольшое количество конкурентов на территории Южно-Восточной Азии.</li> <li>3. Высокое качество поставляемых ресурсов.</li> </ol> | <p><b>Сильные стороны и возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Эффективное использование ресурсов производства.</li> <li>2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).</li> <li>3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.</li> </ol>   | <p><b>Слабые стороны и возможности:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников.</li> <li>2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.</li> <li>3. Модернизация оборудования.</li> <li>4. Внедрение технологии</li> <li>5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений</li> </ol> |
| <p><b>Угрозы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Увеличение уровня налогов.</li> <li>2. Повышение требований к качеству продукции.</li> <li>3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования.</li> </ol>                           | <p><b>Сильные стороны и угрозы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Применение оптимальной налоговой политики.</li> <li>2. Внедрение менеджмента качества.</li> <li>3. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.</li> </ol>   | <p><b>Слабые стороны и угрозы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышение цен на выпускаемую продукцию.</li> <li>2. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.</li> </ol>   |

### **4.3 Расчет экономической эффективности модернизации абсорбера на УКПГ - 1В ООО «Газпром добыча Ямбург»**

В результате модернизации были установлены фильтр-патроны, тарелка с МКН, демонтирована верхняя тарелка фильтрационной секции. На последней массообменной тарелке были убраны 50 завихрителей у центробежных элементов с целью организации байпасного потока. Эффективность отдувки метанола составила 70 - 85%.

Рассчитаем экономическую эффективность данного мероприятия, направленного на получение прибыли за счет сокращения потерь метанола с газом.

Экономический эффект от данного мероприятия наблюдается за счет уменьшения уноса метанола с газом (средние уносы метанола газом до модернизации составило 100 мг/м<sup>3</sup>, после модернизации - 10 мг/м<sup>3</sup>).

Любое мероприятие, имеющее своей целью экономию затрат на производство, обеспечивает прирост наличности предприятия, рассчитывается по формуле:

$$\text{ПДН}_t = \text{Э}_t - \text{К}_t - \text{И}_t - \text{Н}_t$$

где:

ПДН<sub>t</sub> - поток денежной наличности, полученный в t-ом году;

Э<sub>t</sub> - экономия затрат, тыс. руб.,

К<sub>t</sub> - капитальные затраты t-ом году, тыс. руб.,

Н<sub>t</sub> - налоги, выплачиваемые в t-ом году, тыс. руб.,

И<sub>t</sub> - текущие затраты в t-ом году, тыс. руб..

Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.

Эффективность данного мероприятия анализируется за расчетный период, который равен длительности предпроизводственных затрат и длительности технологического эффекта. Расчетный период составляет 4 года: с 2013 по 2016 года.

Таблица 14 - Исходные данные для расчета экономической эффективности модернизации абсорбера

| Показатели  | До модернизации | После модернизации |
|---|-----------------|--------------------|
| Производительность одной технологической линии, млрд. м <sup>3</sup> /год | 2,48            | 2,48               |
| Унос метанола с газом, мг/м <sup>3</sup>                                  | 100             | 10                 |
| Стоимость 1 т метанола, руб..   | 7500            | 7500               |

Экономия метанола за сутки работы абсорбера составит:

$$\Delta P_{\text{сут}} = \Delta P_{\text{мет}} * Q_{\Gamma}$$

$$\Delta P_{\text{сут}} = 90 * 10^{-6} * 7,5 * 10^6 = 675 \text{ кг/сут}$$

Тогда за 1 год работы модернизированного абсорбера экономия метанола будет равна:

$$\Delta P_{\text{год}} = \Delta P_{\text{сут}} * 365$$

$$\Delta P_{\text{год}} = 0,675 * 365 = 246,375 \text{ т/год}$$

Стоимостная оценка результатов экономии метанола вследствие проведенной модернизации 1-го абсорбера за год составит:

$$\mathcal{E}'_{\text{к}} = \Delta P_{\text{год}} * C_{\text{мет}}$$

$$\mathcal{E}'_{\text{к}} = 246,375 * 7,5 = 1847,8 \text{ тыс. руб..}$$

Амортизационные отчисления в данном случае составят 20% от суммы единовременных капитальных затрат в проект, т.е.

$$A_{\text{М}} = K * N_{\alpha} / 100\%$$

где K - капитальные затраты на приобретение нового оборудования для абсорбера.

Расчет текущих затрат на проведение модернизации абсорбера:

$$Z = Z_{\text{тр}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{з/п}} + Z_{\text{соц.с}} + Z_{\text{доп}}$$

где  $Z_{\text{тр}}$  - затраты на транспортировку материала для модернизации, руб..;

$Z_{\text{м}}$  - затраты на вспомогательные материалы, руб..;

$Z_{\text{з/п}}$  - заработная плата, руб..;

$Z_{\text{соц.с}}$  - отчисления на социальные нужды, руб.;

$Z_{\text{доп}}$  - прочие затраты, руб..

Для транспортировки материала используется КАМАЗ - 4310, аренда которого составляет 1000 руб./ч, машина арендуется на 5 часов.

$$Z_{\text{тр}} = C_{\text{тр}} * t$$

где  $C_{\text{тр}}$  - стоимость аренды транспорта, руб./ч;

$t$  - время аренды, ч.

$$Z_{\text{тр}} = 1000 * 5 = 5000 \text{ руб.}$$

Затраты на вспомогательные материалы составят:

$$Z_{\text{м}} = 12000 \text{ руб.}$$

Модернизация проводится десятью операторами 4 разряда, оплата труда которых составляет Т.С. = 65,5 руб./час. Продолжительность работы  $t = 50$  часов. Премииальные составляют 75%, надбавки за работы в условиях крайнего севера - 80%.

$$Z_{\text{з/п}} = N * T.С. * t * П * Н$$

$$Z_{\text{з/п}} = 10 * 65,5 * 1,75 * 1,8 * 50 = 103162,5 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{соц.с}} = Z_{\text{з/п}} * K_{\text{соц}}$$

где  $K_{\text{соц}} = 30\%$  - ставка по отчислениям на соц. нужды.

$$Z_{\text{соц.с}} = 103162,5 * 0,3 = 26822,3 \text{ руб.}$$

Прочие затраты составляют  $Z_{\text{доп}} = 10000$  руб.. Текущие затраты на модернизацию составят (по уравнению 3.6):

$$Z = 5000 + 12000 + 103162,5 + 26822,3 + 10000 = 156984,8 \text{ руб.};$$

$$K = 644,98 \text{ тыс. руб.};$$

$$A_{\text{м}} = 644,98 * 0,2 = 161,25 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем налог на имущество.

$$N_{\text{им}} = \alpha_{\text{ост}} * N_{\text{н*им}} / 100\%$$

где  $N_{\text{им}}$  - налог на имущество, тыс. руб.;

$\alpha_{\text{ост}}$  - остаточная стоимость, тыс. руб..

$$N_{\text{им}} = 483,74 - 0,022 = 10,64 \text{ (тыс. руб.)}$$

Налог на прибыль находим по формуле:

$$N_{\text{пр}} = \Delta \text{Поб. нал.} * N_{\text{пр}} / 100$$

где  $\Delta \text{Поб. нал.}$  - прирост прибыли, облагаемой налогом

$$\Delta \text{Поб. нал.} = \mathcal{E}_t - \mathcal{Z} - \text{Ним}_t - A_m$$

$$\Delta \text{Поб. нал.} = 1847,81 - 37,00 - 10,64 - 161,25 = 1518,94 \text{ тыс. руб.}$$

$$N_{\text{пр}} = 1518,94 * 0,2 = 303,79 \text{ тыс. руб.}$$

Налог на прибыль ( $N_{\text{пр}}$ ) в 2016 году равен 20%.

Рассчитываем накопленный поток денежной наличности (НПДН<sub>t</sub>):

$$\text{НПДН}_t = \sum_{k=1}^t \text{ПДН}_k$$

где  $k$  - количество лет до  $t$ -го года включительно;

$t$  - период разработки месторождения.

Поток денежной наличности рассчитываем по формуле (3.1).

За первый год ПДН составит:

$$\text{ПДН}_1 = 1847,81 - 644,98 - 303,79 - 10,64 - 156,95 = 731,42 \text{ тыс. руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности за весь период (НПДН<sub>t</sub>) показывает сколько наличных средств накопилось на расчетном счете предприятия.

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то возникает необходимость в их приведении к одному году. Эту процедуру можно осуществить при помощи коэффициента дисконтирования:

$$\alpha_t = (1 + E_{\text{нп}})^{tp-1}$$

где  $\alpha_t$  - коэффициент дисконтирования для  $t$ -го года;

$E_{\text{нп}}$  - нормативный коэффициент приведения, ( $E_{\text{нп}} = 0,1$ );

Дисконтированный годовой поток денежной наличности (ДПДН<sub>t</sub>) можно определить по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \text{ПДН}_t * \alpha_t$$

$$\text{ДПДН}_1 = 731,42 * 1 = 731,42 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 15 - Результаты расчетов по мероприятию за расчетный период

| Показатели, (тыс. руб..)                  | 2013 г. | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. |
|---|---------|---------|---------|---------|
| Экономия затрат от проведения мероприятия | 1847,81 | 1847,81 | 1847,81 | 1847,81 |
| Капитальные затраты (общие)               | 764,96  | -       | -       | -       |
| Текущие затраты                           | 37,00   | 37,00   | 37,00   | 37,00   |
| Амортизационные отчисления                | 161,25  | 161,25  | 161,25  | 161,25  |
| Остаточная стоимость                      | 483,74  | 322,49  | 161,25  | 0,00    |
| Налог на имущество                        | 10,64   | 10,64   | 10,64   | 10,64   |
| Прибыль, облагаемая налогом               | 1638,11 | 1679,47 | 1683,02 | 1686,57 |
| Налог на прибыль                          | 573,34  | 587,82  | 589,06  | 590,30  |
| ПДН                                       | 731,42  | 1091,66 | 1093,96 | 1096,27 |
| НПДН                                      | 731,42  | 1536,02 | 2629,98 | 3726,25 |
| Коэффициент дисконтирования,              | 1,00    | 0,91    | 0,83    | 0,75    |
| ДПДН                                      | 731,42  | 992,41  | 904,10  | 823,64  |
| ЧДД                                       | 731,42  | 1436,78 | 2340,88 | 3164,52 |

Накопленный дисконтированный поток денежной наличности представляет собой чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД}_t = \sum_{k=1}^t \text{ДПДН}_t$$

где k - годы разработки до t-го года включительно;

t - текущий год разработки.

Результаты расчетов сведены в таблице 4.

Оценим эффективность капитальных вложений и найдем индекс доходности капитала (ИД):

$$\text{ИД} = \text{ЧДД}/(\text{К}_{\text{инв}}) + 1$$

где  $\text{К}_{\text{инв}}$  - текущая стоимость инвестиций, тыс. руб..

$$\text{К}_{\text{инв}} = \sum_{t=1}^T (\text{K}_t * \alpha_t)$$

где  $\text{K}_t$  - капитальные вложения в t-ом году, тыс. руб..

$$\text{К}_{\text{инв}} = 644,99 * 1 = 644,98 \text{ тыс. руб..}$$

$$\text{ИД} = 3164,52/644,98 + 1 = 5,9$$

Это означает, что с 1 рубля инвестиций мы получаем 5,9 рублей дохода или 4,9 рублей прибыли.

Определим срок окупаемости проекта:

$$T_{ок} = (T_{пр} * K_t) / НПДН_t$$

где  $T_{пр}$  - длительность рассматриваемого периода времени, мес;

$НПДН_t$  - накопленного потока денежной наличности за время  $t$ , тыс. руб.;

$K_t$  - капитальные вложения за время  $t$ , тыс. руб..

$$T_{ок} = 48 * 644,99 / 3726,3 = 8,1 \text{ мес.}$$

### **Заключение**

Все затраты на внедрение данного проекта в производство покрываются в первый год и промышленное предприятие получает прибыль. Прирост денежных средств на расчетном счете в результате проведения данного мероприятия составил 3726,25 тыс. руб.. ЧДД несколько меньше НПДН и согласно принятому дисконту равен 3164,52 тыс. руб.. ДПДН сначала возрастает до своего максимума 992,42 тыс. руб., тем самым перекрывая капитальные затраты, а затем плавно снижается до 823,64 тыс. руб., что объясняется влиянием принятого значения коэффициента дисконтирования.



## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

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

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

Ямбургское месторождение расположено в заполярной части Западно – Сибирской низменности, на Тазовском полуострове Ямало-Ненецкого автономного округа. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера [46].

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня; 70 в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.
- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут возникнуть в результате трудовой деятельности работников.
- обеспечение СИЗ.
- выплаты в результате производственных травм и профессиональных заболеваний.

## 5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса. Рабочее место персонала при проведении работ по техническому перевооружению скважины территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке вблизи кустовой площадки устанавливают помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена [47].

## 5.2 Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности на организм человека оказывают неблагоприятное воздействие различные факторы производственной среды. Это воздействие является причиной возникновения у работника производственных травм и заболеваний. Для классификации возможных вредных и опасных факторов рабочей среды была создана система стандартов безопасности труда.

При выполнении работ по переводу скважины на эксплуатацию с использованием концентрических лифтовых колонн возникают следующие вредные и опасные факторы (таблица 16).

Таблица 16 – Возможные опасные и вредные факторы

| Факторы (ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ) [14]            | Этапы работ  |              | Нормативные документы  |
|---|--------------|--------------|--|
|   | Изготовление | Эксплуатация |  |
| Загазованность рабочей зоны;                    | +            | +            | ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; |
| Анализ показателей климата на открытом воздухе; | +            | +            | МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории        |

| Факторы (ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ) [14]   | Этапы работ  |              | Нормативные документы  |
|--|--------------|--------------|--|
|  | Изготовление | Эксплуатация |  |
|  |              |              | или в неотапливаемых помещениях;   |
| Повышенный уровень шума и вибрации;  | +            | +            | Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"; СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; |
| Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека;             |              | +            | Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ;  |
| Недостаточная освещенность рабочей зоны  | +            | +            | СНиП 23-05-95 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение»;  |
| Электрический ток;   | +            | +            | ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные;   |
| Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; | +            | +            | ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные;   |
| Пожароопасность оборудования.  | +            | +            | ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования.   |

### 5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов

При проведении работ по техническому перевооружению скважины и последующего обслуживания управляющего комплекса источниками вредных факторов окружающей среды являются:

*- загазованность рабочей зоны*

При проведении работ, вследствие разгерметизации технологического оборудования, применение которого необходимого для спуска ЦЛК без глушения скважин, а также негерметичности элементов фонтанной

арматуры, может происходить выброс природного газа в рабочую среду из скважинного пространства. Кроме того, для недопущения процесса гидратообразования фонтанной арматуре и сборном шлейфе, применяется метанол.

Метанол (метиловый спирт) в организм человека может попасть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. При испарении взрывоопасен. Величина ПДК - 5 мг/м<sup>3</sup>. Класс опасности III [48].

В качестве индивидуальных средств защиты при проведении работ могут применяться противогазы, защитные очки и маски.

В качестве коллективных средств защиты используют газоанализаторы, показывающие загазованность окружающей среды и устройство вытяжной местной вентиляции.

*- анализ показателей климата на открытом воздухе*

Выполняемые работы проводятся преимущественно в условиях Крайнего Севера, поэтому увеличивается риск охлаждения организма человека. Основаниями для прекращения работ являются температура воздуха ниже 45 °С и скорость ветра более 2 м/с [49].

Средства индивидуальной защиты: спецодежда, обладающая высокими теплозащитными свойствами, малой влагоемкостью, воздухо- и нефтенепроницаемостью.

Средства коллективной защиты: мероприятия по транспортировке персонала к месту работы и обратно в теплом транспорте, сокращение времени работы на открытом воздухе, а также оборудование помещений для обогрева и отдыха персонала, расстояние до которых должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – при использовании необогреваемых помещений.

*- повышенный уровень шума и вибрации*

При проведении работ по обслуживанию автоматического управляющего комплекса, а также спуску центральной лифтовой колонны на организм обслуживающего персонала воздействуют вибрация и шум. Их

источниками являются электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, насосы, разнообразные машины и механизмы. Уровень шума при проведении работ может достигать 82 дБ. Работы по техническому перевооружению скважин попадают под категорию №3 и характеризуются снижением производительности труда [50].

Средствами индивидуальной защиты от повышенного вибрационного и шумового воздействия являются виброзащитные перчатки и рукавицы, виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь, шумоподавляющие наушники.

В таблице 17 приведены нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки для рабочего персонала при проведении данного типа работ.

Таблица 17 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки.

| Среднегеометрические частоты полос, Гц | Нормативные значения в направлениях X0, Y0 |            |            |            |                                     |            |            |            |
|--|--|------------|------------|------------|-------------------------------------|------------|------------|------------|
|  | виброускорения                             |            |            |            | виброскорости                       |            |            |            |
|  | м*с <sup>-2</sup>                          |            | дБ         |            | м*с <sup>-2</sup> *10 <sup>-2</sup> |            | дБ         |            |
|  | в 1/3-окт.                                 | в 1/1-окт. | в 1/3-окт. | в 1/1-окт. | в 1/3-окт.                          | в 1/1-окт. | в 1/3-окт. | в 1/1-окт. |
| 1,6                                    | 0,09                                       | 0,14       | 99 98      | 103        | 0,9                                 | 1,3        | 105        | 108        |
| 2,0                                    | 0,08                                       |            | 97         |            | 0,64                                |            | 103        |            |
| 2,5                                    | 0,071                                      |            |            |            | 0,46                                |            | 99         |            |
| 3,15                                   | 0,063                                      | 0,1        | 96 95      | 100        | 0,32                                | 0,45       | 96 93      | 99         |
| 4,0                                    | 0,056                                      |            | 95         |            | 0,23                                |            | 91         |            |
| 5,0                                    | 0,056                                      |            |            |            | 0,18                                |            |            |            |
| 6,3                                    | 0,056                                      | 0,11       | 95 95      | 101        | 0,14                                | 0,22       | 89 87      | 93         |
| 8,0                                    | 0,056                                      |            | 97         |            | 0,12                                |            | 87         |            |
| 10,0                                   | 0,071                                      |            |            |            | 0,12                                |            |            |            |
| 12,5                                   | 0,09                                       | 0,20       | 99         | 106        | 0,12                                | 0,20       | 87 87      | 92         |
| 16,0                                   | 0,112                                      |            | 101        |            | 0,12                                |            | 87         |            |
| 20,0                                   | 0,140                                      |            | 103        |            | 0,12                                |            |            |            |
| 25,0                                   | 0,18                                       | 0,40       | 105        | 112        | 0,12                                | 0,20       | 87 87      | 92         |
| 31,5                                   | 0,22                                       |            | 107        |            | 0,12                                |            | 87         |            |
| 40,0                                   | 0,285                                      |            | 109        |            | 0,12                                |            |            |            |
| 50,0                                   | 0,355                                      | 0,80       | 111        | 118        | 0,12                                | 0,20       | 87 87      | 92         |
| 63,0                                   | 0,445                                      |            | 113        |            | 0,12                                |            | 87         |            |
| 80,0                                   | 0,56                                       |            | 115        |            | 0,12                                |            |            |            |

К коллективным средствам защиты относят установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент и применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов.

*- недостаточная освещенность рабочей зоны*

При низкой освещенности рабочего места повышается утомляемость обслуживающего персонала, увеличивается риск получения производственной травмы. Данные работы проводятся на открытом пространстве в условиях естественного освещения. Освещённость зависит от погодных условий, а длительность естественного освещения зависит от времени года и суток. Поэтому возникает потребность в использовании искусственного освещения, когда естественного освещения оказывается недостаточно для проведения работ. Искусственное освещение рабочего пространство проводится с использованием прожекторов и ламп в вызрыво- и пожаробезопасном исполнении. Необходимая освещенность устья скважины, лебедки подъемного агрегата – 50 люкс.

*- воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека*

В процессе проведения работ, в организм человека может произойти попадание токсичных веществ. Токсичные вещества могут попасть в организм при вдыхании паров и аэрозолей, а также при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз, при этом: на коже возникает дерматит; при попадании в глаза происходит сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита. Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ): очки защитные, резиновые перчатки, спецодежда.

### **5.2.2 Анализ опасных факторов рабочей среды**

К опасным производственным факторам при проведении работ по техническому перевооружению скважины относятся:

*- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования*

При проведении работ по спуску центральной лифтовой колонны и монтажу верхней части фонтанной арматуры используется различное оборудование и техника, в составе которых имеются движущиеся механизмы: колтюбинговый агрегат, инжектор, барабан. Поэтому существует риск получения производственной травмы в результате воздействия на организм человека подвижных частей производственного оборудования. При работе с таким оборудованием и техникой должна производиться: плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Коллективными средствами защиты являются ограждения, выполненные в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны выполнены таким образом, чтобы исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

*- электрический ток*

При проведении работ по обслуживанию автоматического управляющего комплекса существует риск поражения персонала электрическим током. Они возникают при контакте с токоведущими частями, при попадании в поле растекания тока по земле, при пробое электроизоляции.

На минимизации существующего риска технологическое оборудование должно удовлетворять следующим требованиям: обеспечение недоступности токоведущих частей; технологическое оборудование должно быть заземлено; персонал при проведении работ по обслуживанию оборудования должен иметь индивидуальные средства защиты: резиновые перчатки, диэлектрические коврики.

## Расчет заземления

Расчет защитного заземления для электропитающей установки мощностью 45кВт, распределяющей энергию напряжением 380/220В, сводится к определению числа заземлителей и длины соединительной полосы исходя из допустимого сопротивления заземления.

Таблица 18 – Исходные данные

| Вид заземления   | выносное |
|--|----------|
| Длина заземлителя $l$ , м  | 2,7      |
| Глубина заложения заземлителя в грунт $h$ , м                          | 0,65     |
| Коэффициент сезонности $K_c$   | 2,0      |
| Удельное сопротивление грунта $\rho$ , Ом·м                            | 70       |
| Диаметр заземлителя $d$ , м  | 55       |
| Ширина соединительной полосы $b$ , м                                   | 50       |
| Допускаемое сопротивление системы заземления по ПУЭ<br>$R_{Э.Н.}$ , Ом | 4        |

1. В качестве заземлителя выбираем стальную труб.у диаметром  $d = 55\text{мм}$ , а в качестве соединительного элемента – стальную полосу шириной  $b = 50\text{мм}$ .

2. Выбираем значение удельного сопротивления грунта соответствующее или близкое по значению удельному сопротивлению грунта в заданном районе размещения проектируемой установки.

3. Определяем значение электрического сопротивления растеканию тока в землю с одиночного заземлителя

$$\begin{aligned} R_s &= 0,366 \frac{\rho \cdot K_c}{l} \left( \lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t + l}{4t - l} \right) = \\ &= 0,366 \frac{70 \cdot 2}{2,7} \left( \lg \frac{2 \cdot 2,7}{0,055} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 2,7}{4 \cdot 2 - 2,7} \right) = 40,62 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

где  $\rho = 70\text{Ом}$  - удельное сопротивление грунта,

$K_c = 2,0$  - коэффициент сезонности,

$l = 2,7 \text{ м}$  - длина заземлителя,

$d = 55\text{мм}$  - диаметр заземлителя,

$t = h + 0,5l = 0,65 + 0,5 \cdot 2,7 = 2 \text{ м}$  - расстояние от поверхности грунта до



середины заземлителя.

4. Рассчитываем число заземлителей без учета взаимных помех, оказываемых заземлителями друг на друга, так называемого явления взаимного “экранирования”

$$n' = \frac{R_3}{R_{3н}} = \frac{40,62}{4} = 10,15 \approx 10.$$

5. Рассчитываем число заземлителей с учетом коэффициента экранирования

$$n = \frac{n'}{\eta_3} = \frac{10}{0,58} = 17,24 \approx 18$$

где  $\eta_3 = 0,58$  - коэффициент экранирования.

Принимаем расстояние между заземлителями  $a = l = 2,7$  м

6. Определяем длину соединительной полосы

$$l_{II} = 1,05 \cdot n \cdot a = 1,05 \cdot 18 \cdot 2,7 = 51,03 \text{ м.}$$

7. Рассчитываем полное значение сопротивления растеканию тока с соединительной полосы

$$R_{II} = 0,366 \frac{\rho \cdot K_c}{l_{II}} \lg \frac{2 \cdot l_{II}^2}{b \cdot h} = 0,366 \frac{70 \cdot 2}{51,09} \lg \frac{2 \cdot 51,03^2}{0,05 \cdot 0,65} = 5,2 \text{ Ом.}$$

8. Рассчитываем полное значение сопротивления системы заземления

$$R_{3y} = \frac{R_3 \cdot R_n}{R_3 \cdot \eta_n + R_n \cdot \eta_3 \cdot n} = \frac{40,62 \cdot 5,2}{40,62 \cdot 0,51 + 5,2 \cdot 0,58 \cdot 18} = 2,82 \text{ Ом.}$$

где  $\eta_n = 0,51$  - коэффициент экранирования полосы.

Сопротивление  $R_{3y} = 2,82$  Ом меньше допустимого сопротивления, равного 4 Ом. Следовательно, диаметр заземлителя  $d = 55$  мм при числе заземлителей  $n = 18$  является достаточным для обеспечения защиты при выносной схеме расположения заземлителей.

- пожароопасность оборудования

На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан, он может выделяться при проведении работ по техническому перевооружению скважины, ввиду неисправной системы герметизации.

Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности - четвёртый [48].

Поражающим воздействием на организм человека при пожаре обладает не только открытое пламя и повышенная температура, но и возможно возникновение таких поражающих факторов, как осколки, электрический ток, взрыв. Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

В период проведения работ по техническому перевооружению скважин основным мероприятием, направленным на защиту атмосферного воздуха от загрязнения, является строгое соблюдение границ отвода земель, полное исключение бессистемного движения автотранспорта и спецтехники вне дорог и территории землеотвода и строгое соблюдение технологии выполнения работ.

Такие мероприятия, как своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов автотранспорта и строительной техники, контроль токсичности выхлопных газов автотранспорта и строительной техники, регулировка и ремонт двигателей внутреннего сгорания в случае превышения нормативных величин также позволит сократить выбросы загрязняющих веществ.

Основными веществами, загрязняющими атмосферный воздух при выполнении работ по техническому перевооружению скважин, будут являться оксиды азота и углерода.

С целью охраны атмосферного воздуха в местах проживания населения устанавливаются санитарно-защитные зоны. Размеры таких санитарно-

защитных зон определяются на основе расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе и в соответствии с санитарной классификацией организации.

### **5.3.2 Мероприятия по охране водных объектов**

Природные воды (как поверхностные, так и подземные) являются одним из наиболее мобильных компонентов окружающей среды, неизбежно испытывающим воздействие от любого техногенного объекта и распространяющим это воздействие на другие элементы ландшафта (почвы, геологическую среду и т.д.). В процессе закачки (при условии соблюдения требований экологической безопасности и своевременном выполнении профилактических и ремонтных работ) негативное влияние на поверхностные воды, как правило, отсутствует. Попадание загрязняющих веществ, содержащихся в закачиваемых водах, в поверхностные водные объекты может быть связано исключительно с аварийными ситуациями, вызывающими разлив закачиваемых жидкостей и их последующий смыв с загрязненной территории.

Скважины, подлежащие техническому перевооружению, располагаются на площадках существующих кустов скважин. Кусты скважин отсыпаны, оканавлены. Таким образом, в случае аварийных разливов пластовой жидкости и ингибитора гидратообразования, загрязнение локализуется в пределах куста скважин, попадание загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты практически исключается.

### **5.3.3 Мероприятия по охране земельных ресурсов, растительного и животного мира**

Поскольку работы по техническому перевооружению скважин будут осуществляться на существующих площадках кустов скважин, воздействие на земельные ресурсы, растительный и животный мир района работ является минимальным. Участки производства работ уже претерпели антропогенную трансформацию: изменен рельеф, уничтожен растительный покров на участках земель, отведенных в постоянное пользование.

Таким образом, к основным видам воздействия на земли, растительный и животный мир в процессе технического перевооружения скважин можно отнести возможное загрязнение и захламление прилегающей к кустам скважин территории, а также усиления фактора беспокойства для представителей фауны.

В качестве мероприятий по охране земель и почвенно-растительного покрова рекомендуются: соблюдение границ постоянного и временного отвода земель при техническом перевооружении и эксплуатации скважин; оснащение рабочих мест и строительных площадок инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов; исключение сброса любых сточных вод и отходов при проведении работ на рельеф и в водные объекты; слив отходов горюче-смазочных материалов (ГСМ) должен производиться в специально оборудованные ёмкости.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.**

В ходе проведения работ по спуску центральной лифтовой колонны, существует риск неконтролируемого выброса газа или газового конденсата из скважинного пространства в рабочую зону. Наличие электрооборудования, двигателей внутреннего сгорания, различных механизмов в непосредственной близости от фонтанной арматуры скважины, может привести к взрыву, в зависимости от концентрации взрывоопасного газа в воздухе.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии: нарушение герметичности уплотнительных соединений технологического оборудования; возникновение в технологическом оборудовании напряжений, превышающие расчетные

значения; механические повреждения оборудования, которые могут возникнуть в ходе проведения работ.

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

Первоочередные действия персонала при ликвидации аварийных ситуаций: при проявлении газа или газового конденсата в процессе проведения работ необходимо предупредить всех членов бригады; сообщить об аварии руководству согласно установленной очередности по списку оповещению. Вызвать специалистов для ликвидации аварии; оценить обстановку, в зависимости от степени опасности ситуации принять неотложные меры по герметизации устья скважины; устранить любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы; определить опасную зону и остановить все работы в этой зоне. при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

#### **Выводы к разделу социальная ответственность:**

Основной задачей организации труда в области организации рабочих мест является достижение рационального сочетания компоновки рабочего места, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

Соппротивление  $R_{3y} = 2,82 \text{ Ом}$  меньше допускаемого сопротивления, равного  $4 \text{ Ом}$ . Следовательно, диаметр заземлителя  $d = 55 \text{ мм}$  при числе заземлителей  $n = 18$  является достаточным для обеспечения защиты при выносной схеме расположения заземлителей.

Санитарно-гигиенические условия и вопросы связанные с пожарной безопасностью и электробезопасностью соответствуют нормам.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для эффективного управления разработкой залежей рассчитывается технологический режим. Расчет технологического режима скважин следует проводить в рамках обоснования технологического режима всего газового промысла в целом с учетом геологической характеристики залежи, технических и технологических характеристик промыслового и скважинного оборудования.

В результате выполнения научно-исследовательской работы были выполнены все поставленные задачи:

1. В процессе изучения было выявлено, что в процессе эксплуатации скважин происходит ухудшение фильтрационно–емкостных пород-коллекторов, что может привести к самозадавливанию скважины. же сосредоточены две трети запасов страны. В 2020 г. суммарная добыча газа (природного и попутного нефтяного) в Российской Федерации снизилась на 6,1%

2. Был проведен анализ возможных решений по повышению устойчивости работы обводняющейся газовой скважины и предложено решение, связанное с заменой лифтовой колонны на труб.у меньшего диаметра. Такая замена позволяет увеличить скорость подъема продукции скважин при тех же депрессиях на пласт, что обеспечивает вынос капель жидкости, скапливающихся на забое, потоком газа.

3. Обоснован на основании технико-экономических расчетов, что в труб.ах диаметрами 114 мм и 102 мм потери давления минимальны и вынос капель воды и механических примесей обеспечивается, поэтому замена труб. диаметром 168 мм на труб.ы диаметром 114 мм обеспечит наиболее надежную эксплуатацию скважин Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, несмотря на требование глушения скважин. Однако окончательный вывод об экономической целесообразности данных мероприятий можно сделать только после продолжительной эксплуатации

## **Список публикаций студента**

1. Карандасов А. С. Анализ инвестиционного потенциала компании ПАО "Саратовнефтегаз" / И. А. Картоев, А. С. Карандасов ; науч. рук. И. В. Шарф // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 603-604].

## Список используемых источников

1. Усачев В.Д. Анализ факторов, влияющих на обводнение газовой залежи при ее длительной эксплуатации / М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Сборник тезисов III 117 Научно-технического семинара «Актуальные вопросы проектирования разработки месторождений углеводородов». 2013.– С. 7.
2. Рахбари Н.Ю. Роль водорастворенных газов в формировании и процессах разработки газовых месторождений со слоистыми коллекторами : на примере месторождения Медвежье / М.: ИПНГ РАН. 2012.–218 с.
3. Сайт компании ООО «Газпром добыча Ямбург». [Электронный ресурс] – Режим доступа к сайту.: [http:// yamburg-dobycha.gazprom.ru/about/](http://yamburg-dobycha.gazprom.ru/about/). (дата обращения 01.03.2021г.)
4. СТО Газпром 5.11-2008 Конденсат газовый нестабильный. Общие технические условия.
5. СТО Газпром 089-2010 Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по МГ. Технические условия
6. Технологический регламент по эксплуатации газового промысла 1В
7. Бузинов С.Н., Гереш Г.М. Технология эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений // Газпром экспо: обз. инф. М., 2013. С. 32–34.
8. Усачев В.Д., Перемышцев Ю.А. Прогнозирование обводнения газовых залежей водоплавающего типа на примере месторождений Западной Сибири / М.: Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело», №1. 2018.–С. 12-17.
9. Усачев В.Д. Моделирование водонапорной системы сеноманской залежи по данным разработки и промысловой геофизики (на примере Ямбургского НГКМ) / Тверь: Научно-технический вестник «Каротажник», №270. 2016.– С. 75-87.



10. Шакрисламов А.Г., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Яркеева Н.Р. Влияние искривленности ствола и геохимических процессов в пластах на срок службы скважин // Нефтяное хозяйство. 2008. № 6. С. 112–115.

11. Николаев О.В., Гереш Г.М., Харитонов А.Н., Шулепин С.А. Оптимизация диаметра лифтовых труб. на поздней стадии разработки газовых месторождений // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2014. № 4. С. 81–88.

12. Минликаев В.З., Дикамов Д.В., Корякин А.Ю., Гузов В.Ф., Донченко М.А., Шулятиков В.И. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей // Газовая промышленность. 2014. № 3. С. 85–88.

13. Кустышев А.В. Епрынцева А.С. Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 9. С. 59–64.

14. Епрынцева А.С. Методика расчета однофазного потока газа в затруб.ном пространстве различной конфигурации // Наука и ТЭК. 2012. № 1. С. 36–40.

15. Пономарева А.М., Равдель А.А. Краткий справочник физико-химических величин. 10-е издание. Санкт-Петербург: Изд-во «Иван Федоров», 2003. 240 с.

16. Турбаков М.С., Мордвинов В.А. Анализ и оптимизация технологических режимов работы добывающих скважин с целью повышения эффективности их эксплуатации // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2005. №6. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-i-optimizatsiya-tehnologicheskikh-rezhimov-raboty-dobvayuschih-skvazhin-s-tselyu-povysheniya-effektivnosti-ih-ekspluatatsii> (дата обращения: 08.01.2020).

17. Иванов А.В., Стратов В.Д., Стрекалов А.В. Оптимизация технологических режимов добычи газоконденсата на Бованенковском НГКМ // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1.; URL:

<http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=19189> (дата обращения: 08.01.2020).

18. А.А. Шушаков, Н.М. Павлечко, Е.А. Кибирев и др. Оптимизация работы газлифтного фонда скважин в условиях ЗАО «Газпромнефть Оренбург» с помощью нового расчетного модуля // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №3. URL: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/papers/9183/> (дата обращения: 08.01.2020).

19. А.С. Кутовой, Нгуен Куок Зунг, Ву Куок Туен и др. Анализ состояния эксплуатационного фонда скважин, рекомендации по оптимизации его работы и интенсификации нефтедобычи / СП «Вьетсовпетро», НИПИморнефтегаз. Вунгтау, 2011. – 259с.

20. Нгуен Х.Н. Эффективность химических методов обработки газожидкостных смесей пенообразующим реагентом в газлифтных скважинах / Х.Н. Нгуен, М.М. Кабиров, В.Л. Тю // Нефтегазовое дело, Уфа: УГНТУ, 2008. – Т.6, №1. – С. 79-94

21. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженера по исследованию скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2010. – 432с.

22. Weber K.J. How heterogeneity affects oil recovery, in L.W.Lake and H.B.J. Carroll, eds., Reservoir Characterization / Orlando, FL, Academy Press. 1986.– P. 487–544.

23. Kermit E.B. The technology of artificial lift methods // The University of Tulsa, 1984.

24. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase Flow in Wells // Richardson, Texas, 1999.

25. Грахтман Г.И. Увеличение межремонтного периода работы глубиннонасосных скважин за руб.ежом // Обзорная информация, серия «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. Вып.10.

26. Пчелинцев Ю.В. Эксплуатация часто ремонтируемых наклонно-направленных скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 372 с.

27. Пчелинцев Ю.В. Нормативная долговечность работы штанг в наклонно-направленных скважин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997. – 88 с.
28. Поплыгин, В.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : учеб.пособие / В.В. Поплыгин. – Пермь : Изд-во Перм. нац.исслед. политехн. ун-та, 2013.
29. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн.ун-та, 2013. – 176 с.
30. Янке Е., Эмде Ф. Таблицы функций с формулами и кривыми / М.: ФИЗМАТГИЗ. 1959.–С.1-3.
31. Ли Дж. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин: пер. с англ. / Дж. Ли, Г.В. Никен, М. Уэллс; науч. ред. С.Г. Вольпин, И.В. Шулятиков. – М.: Премиум Инжиниринг, 2008. – 365 с. – (Промышленный инжиниринг)
32. Грицишин Д.Н. Новые технологии эксплуатации газоконденсатных скважин с низкими устьевыми параметрами на Уренгойском НГКМ / Д.Н. Грицишин, Ю.Б. Салихов, Н.А. Цветков и др. // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. ООО «Уренгойгазпром». – М.: Недра, 2003. – С. 158–166.
33. Калиновский Ю.В. Определение газосодержания в расчетах многофазных потоков обводняющихся газоконденсатных скважин / Ю.В. Калиновский, А.И. Пономарёв, Г.А. Ланчаков и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 13. – С. 52–54.
34. Шестерикова Р.Е. Обеспечение устойчивой эксплуатации газосборных сетей и скважин при добыче низконапорного газа / Р.Е. Шестерикова, Е.А. Шестерикова // Газовая промышленность. – 2015. – № 772. – С. 64–68
35. Гриценко А.И., Ермилов О.М., Зотов Г.А., Нанивский Е.М., Ремизов В.В. Технология разработки крупных газовых месторождений / М.: Недра. 1990.– 302 с.

36. Люгай Д.В., Гереш Г.М., Васильев Ю.Н. Перспективы применения системного подхода и методов системного анализа при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений / М.: Газовая промышленность, № 5. 2013.–С. 56-58.

37. Нифантов В.И., Мельникова Е.В., Мельников С.А. Повышение продуктивности скважин: опыт, проблемы, перспективы / М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2014.–242 с.

38. Перемышцев Ю.А., Усачев В.Д. Проблемы очистки эксплуатационных скважин от технических и конденсационных вод на Бованенковском НГКМ / М.: Наука и Техника в газовой промышленности, №3(67). 2016.–С. 24-35.

39. Приказ МПР РФ от 21 марта 2007 г. N 61 Об утверждении «Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений»

40. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Согл. министерством и ведомством РФ МПР России №ВП-27/443 от 03.02.2000 г., Гостехнадзор России № 02-35/123 от 29.02.2000

41. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Согласован министерством и ведомством РФ МПР России № ВП-27/443 от 03.02.2000 г. Госгортехнадзор России № 02-35/123 от 29.02.2000 г

42. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности

43. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

44. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
45. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования
46. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197–ФЗ, по состоянию на 01.03.2006г.
47. СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"
48. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03., 30 апреля 2003г. – 201 с.
49. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
50. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"
51. СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
52. Технологический регламент ГП-6 2015. С. 36-40
53. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году»
54. Шестакова, А.В. Обоснование технологических режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин : на примере месторождения Медвежье : диссертация ... кандидата технических наук : 25.00.17 / Шестакова Алла Владимировна; [Место защиты: Ин-т проблем нефти и газа РАН]. - Москва, 2013. - 148 с. : ил. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений OD 61 13-5/2225

**Приложение А**  
**Раздел на английском языке**

Justification of the operating mode of gas wells in the field X

Студент:

| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                   | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|---------------|------------------------------|----------------|-------------|
| 2БМ94         | Карандасов Арсений Сергеевич |                |             |

Руководитель ВКР:

| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>            | <b>Ученая степень,<br/>звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|------------------|-----------------------|-----------------------------------|----------------|-------------|
| Профессор        | Шарф Ирина Валерьевна | д. э. н.                          |                |             |

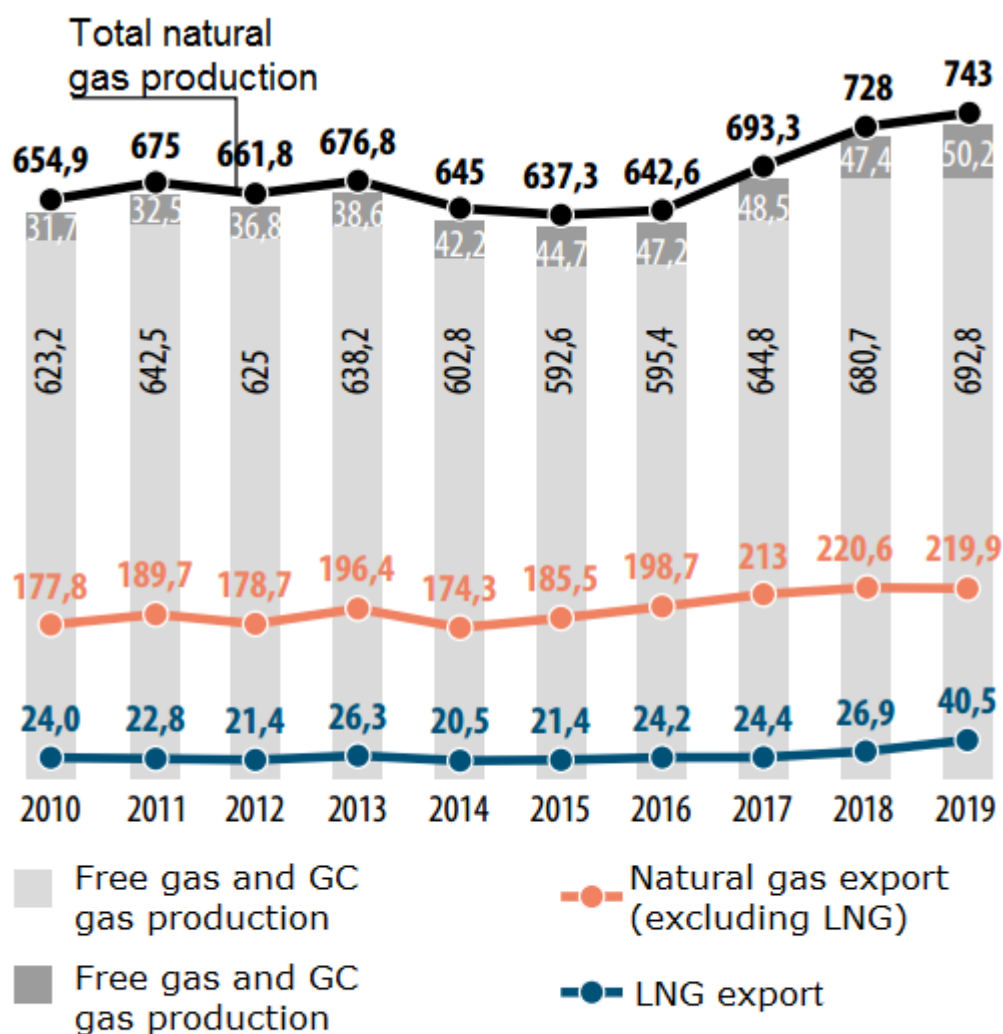
Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

| <b>Должность</b> | <b>ФИО</b>                      | <b>Ученая степень,<br/>звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
|------------------|---------------------------------|-----------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент           | Болсуновская Людмила Михайловна | к.ф.н.                            |                |             |

## Production of natural gas and its reserves in Russia

### Natural gas production

Natural gas production in Russia has increased by 21% over the past decade, reaching 743 billion cubic meters in 2019; 692.8 billion cubic meters of which was the production of free gas and 50.2 billion cubic meters of dissolved one (Fig. 1).



Sources: state balance of reserves of the Russian Federation (preliminary (summary) data), Ministry of Energy of Russia

Figure 1 - Dynamics of Russian natural gas production (excluding losses) and export of natural and liquefied natural gas in 2010–2019, billion cubic meters

Natural gas production is carried out in the actual gas and gas condensate fields, where free gas is produced; the share of such gas deposits in Russia in 2019 accounted for 85.3%. Complex fields, where gas can occur both in the form of separate gas deposits and in the gas cap (GC), provided another 7%, gas dissolved

in oil at oil fields - another 7.7%. In 2019, natural gas was produced at 1,308 fields, including dissolved gas at 1,158 sites.

The Ural Federal District traditionally occupies a leading position in the country in free gas production (including gas from GC); in 2019, its share accounted for 86% of domestic gas production (84.1% in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug). Here, in the Nadym-Pur-Tazovsky region (NPTR) of the West Siberian oil and gas province (OGP) in the Yamal-Nenets Autonomous Okrug, unique oil and gas condensate fields are located, including the most productive in the country: Urengoykoye, Yamburgskoye, Zapolyarnoye, Yuzhno-Russkoye, Bovanenkovskoye (Fig . 2).

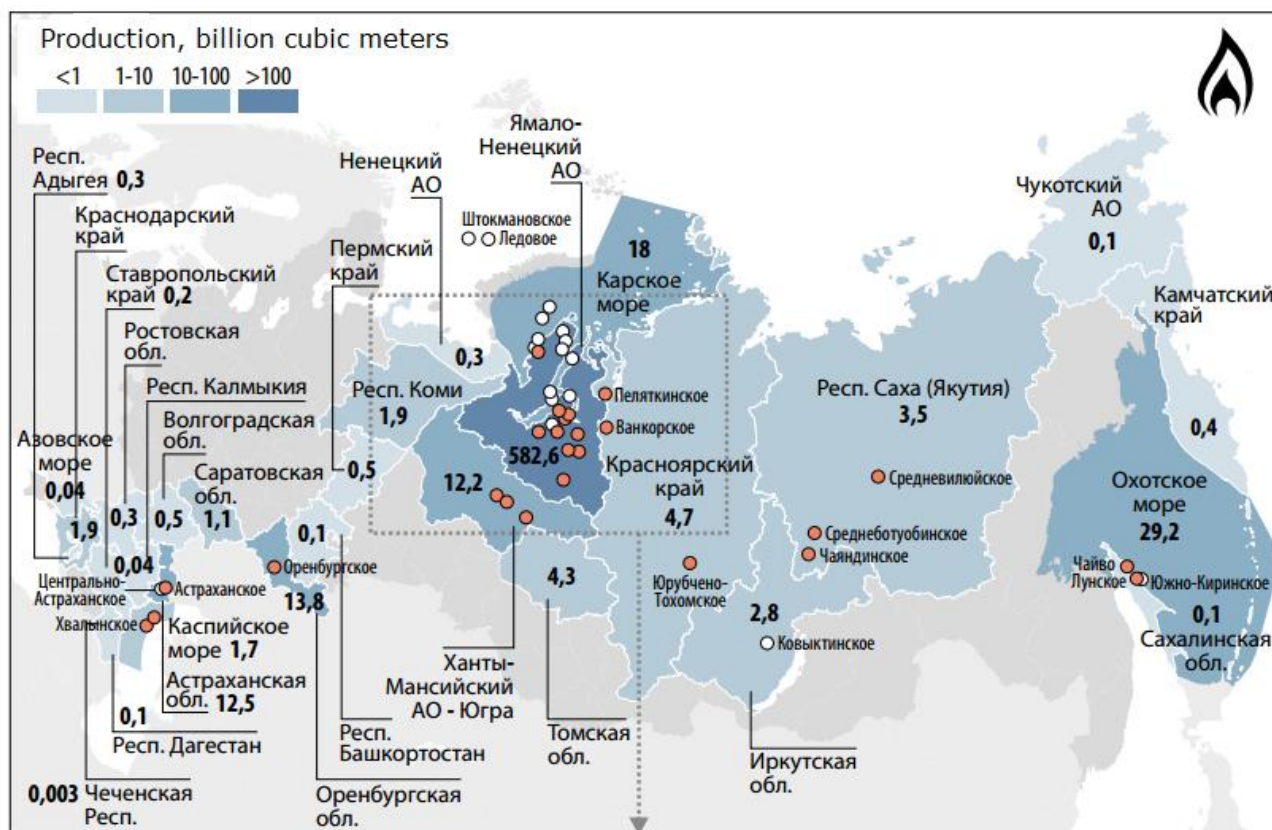


Figure 2 - Main gas fields and distribution of free gas production (including gas from gas caps, without losses) by constituent entities of the Russian Federation, billion cubic meters

Free gas in the Nadym-Pur-Tazovsky region is concentrated in eight oil and gas complexes of the Jurassic and Cretaceous age, each of which has its chemical composition. The main volumes of gas production come from the Cenomanian oil and gas complex. Its deposits are unique in terms of reserves and contain dry



energy gas that is easily recoverable and does not require processing. In recent years, there has been a tendency towards a decrease in gas production of Cenomanian gas due to its selective development for decades, and the share of low-pressure and hard-to-recover reserves is also increasing.

Development of hard-to-recover Achimov, Valanginian-Hauterivian, Cenomanian-Turonian oil and gas deposits should be partial compensation for the decrease in gas production at the unique NPTR fields. In 2019, production on an industrial scale was carried out only from the Achimov deposits of the Urengoyevskoye field, where 26.7 billion cubic meters were produced (22.2% of the total production for the field as a whole).

The role of other gas-bearing regions of the province is growing - on the Yamal Peninsula, in the Gydan-Khatanga region, and on the shelf of the Kara Sea, a new gas production center is being formed. In 2019, production was carried out only on the Yamal Peninsula, where the giant Bovanenkovskoye oil and gas condensate field was developed (96.3 billion cubic meters were recovered from the subsoil). The project will produce about 140 billion cubic meters of gas in the field, which will make it a leader in Russian gas production. It is planned to produce about 310-360 billion cubic meters of gas by 2030 on the peninsula.

In KhMAO-Yugra, the bulk of free gas is produced from gas caps of large and unique oil and gas fields - Samotlorskoye, Van-Yeganskoye, Lyantorskoye and others; in total, they provided about 2% of Russian gas production in 2019.

Other Russian regions produce much less gas; in 2019, the total gas recovered amounted to 110.2 billion cubic meters (14% of Russian production).

Outside Western Siberia, on the mainland, the largest volume of free gas is produced from the bowels of only two fields: Orenburgskoye (13.5 billion cubic meters in 2019), located in the Volga-Ural oil and gas field, and Astrakhan (12.5 billion cubic meters) in the Caspian oil and gas province (OGP) (Fig. 2). The gas from these fields is fat, with a large amount of by-products and requires its preliminary treatment.

On the basis of fields in Eastern Siberia, new large gas centers are being formed - Yakutsk and Irkutsk, where production is just beginning. In 2019, small volumes were obtained at three large facilities in the Republic of Sakha (Yakutia) - Sredne-Vilyuyskoye, Srednebotuobinskoye and Chayandinskoye fields (at the latter, production began in December 2019), and at two facilities in the Irkutsk region - Yarakhtinskoye and Verkhnechonskoye. A limiting factor in putting fields into commercial operation is the lack of gas processing facilities in the region - the gas is fat and requires additional costs to extract valuable components. Completion of the Amur gas processing plant (GPP) construction, the largest gas processing center in the region, is expected by 2021.

The rest of the gas comes from small deposits of the Timan-Pechora and North Caucasian provinces. The composition of the wet gas in them is characterized by a high content of condensate and heavy hydrocarbons.

In 2019, the Russian shelf produced 48.9 billion cubic meters of free gas (7.1% of the Russian market); here about 14% of the country's free gas reserves are concentrated, which are accounted for in the bowels of the Okhotsk, Barents Sea, Kara, Caspian, and Azov oil and gas fields. Most of the reserves have been explored in the depths of only ten deposits. In 2019, the deposits of the Okhotsk and Kara sea shelves - 29.2 billion cubic meters and 17.9 billion cubic meters respectively provided the main volume of production.

On the shelf of the Sea of Okhotsk, free gas production (including GC gas) was mainly carried out at two unique oil and gas condensate fields - Lunskeye and Chayvo; on the shelf of the Kara Sea - at the unique Yurkharovskoye oil and gas condensate field.

Part of the produced gas is injected back into the reservoir to maintain reservoir pressure, which allows increasing the recovery factors for both gas and oil. In 2019, 20.5 billion cubic meters of gas were pumped into the subsoil. The main share of the indicator falls on the Exxon Neftegaz Ltd. consortium, which annually pumps more than 7 billion cubic meters of produced gas into the reservoir at the Odoptu-more and Chayvo fields.

Dissolved gas production in Russia in 2019 amounted to 50.2 billion cubic meters. The main volume of dissolved gas production is provided by the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra, where it is extracted together with oil, mainly from the Neocomian oil and gas complex of the West Siberian oil and gas complex. In 2019, about half of Russian dissolved gas was produced here. Dissolved gas is also produced in significant quantities in the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug (15%) and the Orenburg region (5.5%). The rest of the regions account for 36.5%.

Due to the lack of the necessary infrastructure, part of the extracted gas dissolved in oil is flared or used for local needs as part of energy gas. At the end of 2019, the national average utilization rate of associated petroleum gas (APG) decreased by 4% compared to last year and amounted to 81% (with the state-established norm of 95%). The reason for such a significant decline was the launch of new production projects in Western and Eastern Siberia, located far from the main transport infrastructure and having the insufficient capacity for its utilization. Among Russian companies, over 90% of APG reached OJSC “Surgutneftegas”, PJSC “NOVATEK” and companies operating on the basis of a production sharing agreement (PSA).

As of 01.01.2021, production of natural and associated petroleum gas (hereinafter APG) in the country is carried out by 260 extracting companies, including:

- • 76 members of vertically integrated oil holdings (VIOHs);
- • 15 subsidiaries of Gazprom;
- • 8 structural divisions of NOVATEK;
- • 158 independent oil and gas companies;
- • 3 enterprises operating under production sharing agreements (PSA operators).

The largest holding, which owns two-thirds of Russian gas reserves, which provide about 68% of domestic production, is PJSC Gazprom (Fig. 3).

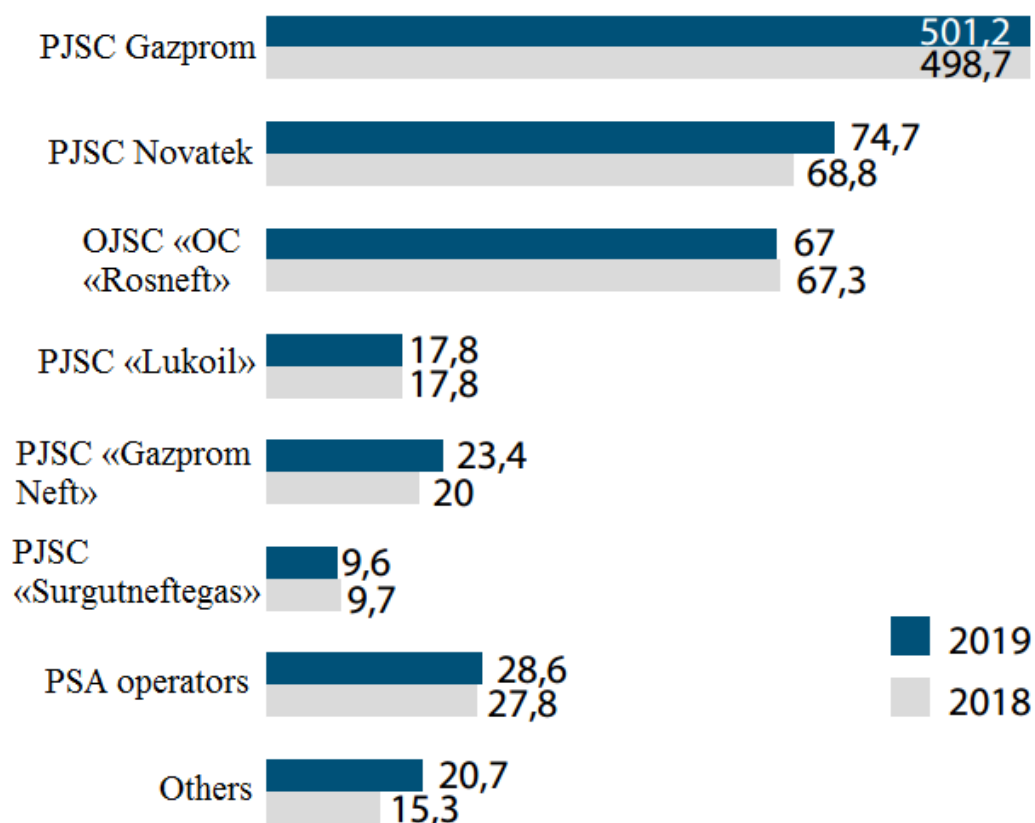


Figure 3 - Natural gas production (excluding losses) by Russian companies in 2018–2019, billion cubic meters

Russia is one of the key countries in the global gas industry, holding leading positions in terms of the scale of the raw material base of natural gas, its production and supplies to the world market.

The most important link in the structure of Russian gas production remains the Yamalo-Nenets Autonomous District - the region's annual production is 83% of the Russian one, and two-thirds of the country's reserves are concentrated here.

In 2020, the total production of gas (natural and associated petroleum gas) in the Russian Federation decreased by 6.1% (-44.8 billion cubic meters by 2019) to 692.9 billion cubic meters. Gas production in Russia is shown in Figure 4.

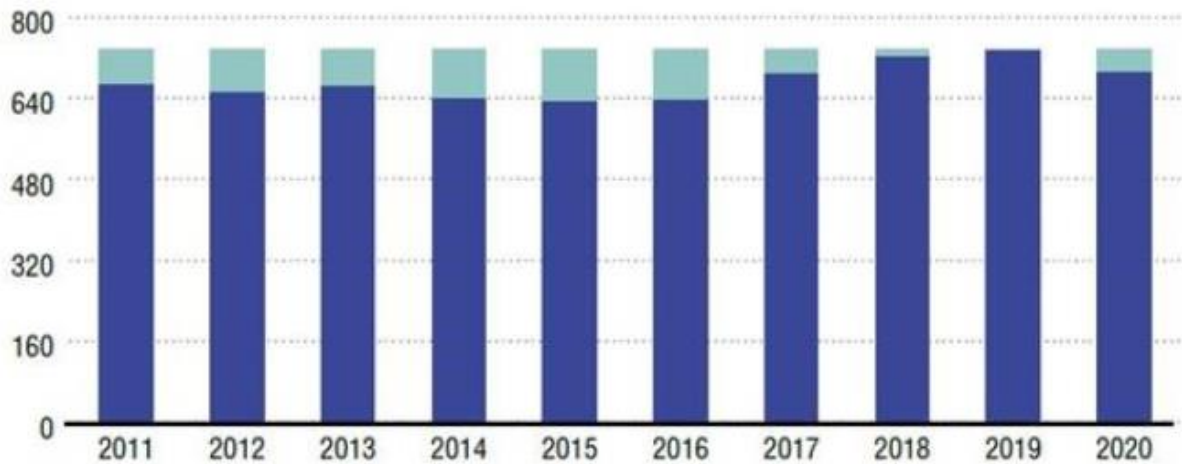


Figure 4 – Gas production in Russia in 2011-2020, billion cubic meters

The decline in gas production is due, among other things, to the fact that many fields are at a late stage of development, which is characterized by low reservoir pressures, high water cut, and the risk of reservoir destruction. When a large volume of water is accumulated at the bottom hole, the well comes out of a stable mode of operation, its flow rate decreases, and in the future, its "self-squeezing" can occur. To prevent well failure, it is necessary to adopt and implement technological solutions aimed at increasing the rate of the lifting of well production to carry out liquid particles and mechanical impurities and limit the inflow of produced water.

The main factor that reduces the productivity of a gas well is the presence of water in its production. Choice of the method for removing liquid from the well's bottom is individual in nature and is associated with geological characteristics of the field, the stage of its development, design of the wells, amount of incoming water and gas, and the adopted infrastructure scheme.

### **Analysis of factors affecting watering of gas deposits**

The work reviews the main factors that determine introduction of formation water into a gas reservoir.

The following factors can affect movement of stratal waters into the gas reservoir [37]:

- Factor characterizing the geological and hydrogeological structure of the reservoir (type, structure of the reservoir and its reservoir properties, type and properties of formation waters),  $\Phi_{hg}$ ;

- Factor that takes into account the mode of introduction of formation waters into the reservoir (active, hindered, elastic-water-pressure),  $\Phi_{mode}$ ;

- Factor that takes into account the nature of the flow of formation waters in the reservoir (vertical, lateral, lateral-vertical),  $\Phi_{flow}$ ;

- Factor of the presence of impermeable shields, both in the gas part of the formation and in its underlying part, and their influence on the movement of formation waters, in particular, the flow around impermeable areas,  $\Phi_{ims}$ ;

- release of dissolved gas in the near-contact zone and its effect on the phase permeability of fluids,  $\Phi_{rds}$ ;

- technological factor (location and type of production wells in the field, system of gas reservoir penetration, intensity and non-uniformity of gas withdrawal from the reservoir),  $\Phi_{tech}$ ;

- anthropogenic factor (cement stone leakage),  $\Phi_{ant}$ .

The influence share of each of the above factors on the watering of a gas reservoir and production wells cannot be reliably estimated, and the task of the thesis's research is to take into account all of them as much as possible when predicting introduction of formation water into a gas reservoir, i.e. consider the problem comprehensively.

The first factor  $\Phi_{hg}$  is due to the geological structure of a deposit and the underlying aquifer. Productive characteristics of the reservoir are characterized by its filtration-capacitive properties (hereinafter referred to as reservoir properties). While the availability of information for the gas-bearing part allows one to build two-dimensional (three-dimensional) gas-dynamic models, the data on the aquifer of the productive stratum are often almost completely absent.

The factor  $\Phi_{mode}$  takes into account the hydrodynamic, thermobaric and hydrochemical conditions of the aquifer underlying the productive deposit. This factor also includes the study results of the movement direction and presence of

recharge and discharge areas of formation waters, as well as data on the hydrochemical zoning of formation waters in the study area.

The factor  $\Phi_{\text{flow}}$  gives an idea of nature (vertical, lateral, lateral-vertical) of formation water intrusion into a gas reservoir. Considering this factor is necessary for setting the correct initial and boundary conditions when modeling a gas reservoir aquifer.

It is well known that there is no 100% homogeneous reservoir. That is why the factor  $\Phi_{\text{ims}}$  should be taken into account when calculating the watering of gas deposits. The presence of impermeable (argillaceous, carbonaceous) interlayers both in the gas-bearing part of a reservoir and in the bottom part of it, affect the rate of movement of formation water into the reservoir, in particular, as a result of the time spent on flowing around the seal.

The influence factor of gas dissolved in formation waters  $\Phi_{\text{rds}}$  is especially relevant for fields at the stage of declining production. The main volume of released gases, in the form of trapped bubbles, remains in the formation and reduces the phase permeability of the host rocks to water. A smaller part of the released gas bubbles falls directly into the reservoir, due to expansion with a decrease in reservoir pressure in the near-contact zone of the reservoir. The more homogeneous the reservoir and the longer the gas reservoir has been exploited, the more gas bubbles released from the watered zone will be able to move from the space with reduced pressure directly to the reservoir [78].

The technological factor  $\Phi_{\text{tech}}$  depends on the field development system, location of the production wells and their design, technological regime of the production wells, intensity and uniformity of gas withdrawal from the productive reservoir.

The presence of crossflows along the annular space from the overlying aquifers takes into account the factor  $\Phi_{\text{ant}}$  associated with human activity. The main reason for this type of watering is leakage of the cement stone.

The factors listed above, of course, do not fully reflect the problem of watering production wells, as well as the process of watering the reservoir.

Nevertheless, the identified factors stemmed from experimental data obtained during development of unique fields in Western Siberia. In this case, each factor is based on data from laboratory studies of the core, the study of the physicochemical properties of formation fluids and the conduct of field geophysical and gas-dynamic tests.

### **Operating conditions of watering wells**

For the factors listed above, which predetermine the operation mode of gas wells at the Yamburg gas field, it is necessary to use the following analytical expressions for the criteria of technological modes:

- $\frac{dP}{dR} = const$  , i.e. *constant gradient mode*, ensuring well operation without destruction of the bottomhole formation zone;

- $\Delta P = P_{str} - P_{bot} = const$  , i.e. *permanent drawdown mode*, which ensures operation without flooding of wells with bottom or edge water, without deformation of the reservoir, without collapse of the casing;

- $v = const$ , i.e. *mode of constant gas flow rate in the wellbore in the perforation interval zone*, which ensures removal of the incoming liquid and solid impurities to the well's bottom, starting from the lower holes of the perforation interval (can be provided by choosing the diameter and depth of running the flowing pipes at almost any well flow rate);

- $P_{wellh} < P_p$  and  $T_{wellh} > T_p$  , i.e. *mode of hydrate-free well operation at a late stage of development*, when production rates become insignificant (can be achieved by inhibiting the well when the wellhead temperature is below the temperature of hydrate formation);

- $P_{wellh} = P_{res} = const$ , i.e. *constant pressure mode in the reservoir*, to which wells with different designs, drawdowns and flow rates are connected (can be provided by changing the diameter and depth of tubing running);

- $P_{bot} = const$ , i.e. *constant bottomhole pressure mode, used to prevent condensate loss during development of gas condensate fields.*



Of the above criteria, the most significant and practically unavoidable criteria are those associated with the destruction of the bottomhole formation zone and watering of wells with bottom water. Therefore, these factors affecting the well operation mode are decisive.

To date, no reliable methods have been developed to eliminate the influence of these factors, which significantly limit the productivity of gas wells and the reliability of their sustainable operation. Various technologies proposed for strengthening the bottomhole zone are temporary. Existing theoretical developments and practical attempts to create artificial impermeable shields for isolation of bottom waters also proved to be unreliable and do not guarantee the long-term waterless operation of gas wells.

Under the conditions of the bottomhole formation zone destruction, the substantiation of the technological mode of wells operation is not reduced to their operation without destruction of the formation, but to the determination of the operating mode with an indication of the intensity with which destruction should occur. In this case, it is necessary to take into account the productivity of wells, the condition for removal of destruction products to the surface, a difference in pressure in the wells connected to the same collector, and the danger of flooding the wells with bottom water.

The process of bottom water cone formation is unsteady and all the analytical methods proposed to date for determining the waterless flow rate of gas wells are based on the cone stationarity and therefore are suitable only for a specific moment in time. Moreover, when obtaining the analytical relationship between the permissible drawdown in the reservoir and the waterless flow rate, simplified conditions were also adopted, which can differ significantly from the real ones.

Reasons for water inflow into the well: approach of the gas-water contact (GWC), water breakthrough through highly permeable interlayers with a significant advance of the GWC, inflow from the upper and lower horizons

through the leaky cement ring around the production casing. Accordingly, the nature and rate of watering are different.

When the GWC approaches, the entire thickness of the reservoir is flooded, the rate of flooding is high. The flooding tongues break through individual layers, while gas comes from the rest of the reservoir section.

The rate of water cut and water consumption can be insignificant for a long time, since the GWC is still far from the well. Extraneous water can break through in varying amounts, often small ones.

As the causes, nature and rate of water cut change over time, well water removal methods also change, usually from simple and cheap to complex and expensive. There are methods of periodic and continuous removal of fluid from the bottom of the wells.

The periodic methods are as follows:

- shutdown of the well for fluid absorption by the formation;
- blowing a well into a gas pipeline or into the atmosphere;
- blowing through siphon tubes;
- periodic introduction of surfactants to the bottomhole for foaming the liquid.

Continuous liquid removal is carried out by the following methods:

- maintaining the gas velocity at the bottomhole, sufficient for removal of the liquid;
- continuous blowing through siphon or fountain tubes;
- using surfactants;
- plunger lift;
- sometimes by pumping out with deep-well pumps.

The well shut-down for fluid loss by the formation is carried out by the operator in accordance with a predetermined schedule. The duration of the stop and the terms are usually established empirically. After the start-up, the well operates at a higher production rate.

A small amount of water is absorbed by the formation.

Well blowing into a gas pipeline or atmosphere is also performed by an operator according to a given schedule. At the same time, it is necessary to ensure that hydrates do not begin to form in the well when the gas temperature drops and that there is no equipment vibration.